

Trabajo Fin de Grado

Estudio de viabilidad de una instalación solar
fotovoltaica en modalidad de autoconsumo
eléctrico en MotorLand Aragón.

Feasibility assessment of a self-consumption solar
photovoltaic installation located in MotorLand
Aragon.

Autor

Juan Lázaro Marín

Directores

Abel Ortego Bielsa
Juan José Alba López

Grado en Ingeniería Mecánica

Escuela de Ingeniería y Arquitectura
2020-2021



AGRADECIMIENTOS

“La vida no es fácil, ni mucho menos justa”. Podría ser la sentencia que mejor resuma tanto mi paso por la EINA, como muchos otros acontecimientos que he sufrido durante el trayecto. Sin embargo, la vida también tiene sus alegrías; uno no puede perderse en malas rachas ni autocompadecerse *ad infinitum*. En el camino habrá obstáculos, y te caerás una, y otra, y otra vez; pero el secreto del éxito consiste en aprender de esa experiencia; de ese dolor, seguir creyendo en ti mismo y, sobre todo, levantarte cada vez que te caigas. Es probable que alguna de esas veces no tengas ganas de intentarlo, por ello es fundamental apoyarse en esa gente que quieres y que te quiere. Al final, llegará un día en el que lo que parecía una escarpada montaña, o un abismo insondable, se convierta en una suave colina o en un mar de oportunidades. En mi caso, he de agradecer mi primera oportunidad en el mundo empresarial a Juan José Alba, que me puso en contacto con MotorLand, y gracias al esfuerzo de Abel Ortego, pude realizar mi primera incursión en el mercado laboral en un escenario de ensueño.

Sin embargo, este proyecto no sería posible sin todas esas personas que me han apoyado incondicionalmente, desde siempre y para siempre. Por ello me gustaría dar las gracias y dedicar la culminación de mis esfuerzos a todos ellos. En especial a mis padres y a mi pareja, que han estado ahí para ayudarme con todo lo que podían, en las buenas y en las malas. A mi familia, a la que agradezco que, a pesar de las distancias, seamos una piña. También agradezco a mis amigos de siempre las veces que me han aguantado y me han sacado una sonrisa en momentos difíciles; especialmente a aquellos amigos que no son familia tan sólo por una mera cuestión sanguínea. Agradezco también a los compañeros de clase que se han convertido en buenos amigos y compañeros de batallas; con los que he sufrido y disfrutado de la universidad. Y, por último, pero no menos importante, también agradezco y dedico este proyecto a aquellos que ya no están, tanto a mi abuela Alicia, como a mi abuelo Cesáreo; sé que estaríais muy orgullosos de vuestro nieto.

Os quiero a todos.



RESUMEN

El objeto de este proyecto fin de grado es realizar una instalación de energía solar fotovoltaica en modalidad de autoconsumo eléctrico en las instalaciones de MotorLand Aragón y estudiar su viabilidad. Para ello se analizó la demanda eléctrica del complejo a partir de los datos cuarto-horarios procedentes de la empresa comercializadora de electricidad, obteniendo como resultado el valor y la forma del perfil de demanda eléctrica.

A partir de la demanda se realizó un diseño de la instalación empleando el software PVsyst. En el diseño se realizaron varios tipos de simulaciones con diferentes tamaños de la instalación para evaluar el tamaño óptimo bajo dos criterios:

- Balance energético neto (energía generada similar a la demanda energética).
- Máxima rentabilidad económica.

Como resultado se obtiene que desde el punto de vista del balance energético la potencia óptima es 550 kW. Sin embargo, desde el punto de vista económico el tamaño de la instalación debería de ser de 100 kW.

Considerando además las restricciones del actual marco normativo aplicable, se seleccionó el tipo y la potencia de la instalación, acogiéndose está a la modalidad de autoconsumo fotovoltaico sin excedentes próxima a través de red, con una potencia nominal de 100 kW.

Dado que el espacio o superficie disponible no es un factor limitante en el complejo, posteriormente se plantearon los posibles emplazamientos. Para ello se realizó un análisis multicriterio (AHP) que consideraba los siguientes parámetros:

- Estética.
- Compatibilidad de la ubicación con otros usos.
- Productividad energética.
- Rentabilidad económica.

Como resultado se concluyó que la mejor opción es instalarla en la parcela de 11.000 m² situada en una parcela anexa a las curvas 1 y 2 del circuito.

Por último, se calculó el impacto que la instalación tendría en la Huella de Carbono de MotorLand Aragón. Este proyecto evita la emisión de 74,366 tCO₂ eq/año, que a su vez representa una reducción del 13,35% de la huella de carbono del complejo.

ÍNDICE

1.	Introducción	7
2.	Objetivos.....	11
2.1	Objetivo general.....	11
2.2	Objetivos específicos	11
3.	Metodología	12
4.	Marco normativo.....	13
5.	Perfil de demanda	16
5.1	Descripción de las instalaciones	18
5.2	Análisis multiescenario	19
5.3	Día medio ponderado	26
6.	Análisis de potencia óptima	28
6.1	Según balance energético.....	29
6.2	Según análisis económico	34
6.3	Configuración final	39
7.	Localización de la instalación	41
7.1	Posibles emplazamientos.....	41
7.2	Criterios de selección	44
7.3	Selección de alternativa.....	46
8.	Reducción de la Huella de Carbono de MotorLand Aragón.....	47
9.	Conclusiones.....	49
10.	Bibliografía.....	50
	ANEXOS.....	53

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Metodología del estudio.	13
Figura 2.	Perfil de demanda diario. Día tipo I.	20
Figura 3.	Perfil de demanda diario. Día tipo II.	21
Figura 4.	Perfil de demanda diario. Día tipo III.	22
Figura 5.	Perfil de demanda diario. Día tipo IV.	23
Figura 6.	Perfil de demanda diario. Día tipo V.	24
Figura 7.	Perfil de demanda diario. Día tipo VI.	25
Figura 8.	Día medio ponderado	26
Figura 9.	Comparativa días tipo	27
Figura 10.	Evolución del Factor Solar	31
Figura 11.	Evolución del reparto de la producción anual.....	32
Figura 12.	Variación del autoconsumo y los excedentes respecto a la potencia instalada	32
Figura 13.	Balance energético anual.	33
Figura 14.	Evolución del VAN y TIR de la instalación con vertido de excedentes.....	36
Figura 15.	Evolución del VAN y TIR de la instalación sin vertido de excedentes	38
Figura 16.	Vistas aéreas MotorLand.....	41
Figura 17.	Paddock MotorLand. Detalle de plano nº1	43
Figura 18.	Vista aérea del Paddock durante MotoGP.	45

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Países de Europa con mayor cuota de energías renovables (2019)	8
Tabla 2.	Estructura de generación eléctrica española. Años 2019, 2020 y 2021	9
Tabla 3.	Ponderación media	26
Tabla 4.	Análisis energético de distintas configuraciones	30
Tabla 5.	Resumen económico de diferentes configuraciones con vertido de excedentes	35
Tabla 6.	Resumen económico de diferentes configuraciones sin vertido de excedentes	37
Tabla 7.	Diferencia de productividad entre distintas configuraciones.....	44
Tabla 8.	Alternativas según análisis AHP	46
Tabla 9.	Huella de carbono de MotorLand Aragón. Alcance 1+2.	47



1. Introducción

En las últimas décadas se observa una creciente preocupación por el cambio climático; cada día más personas son conscientes de las graves consecuencias que este fenómeno causa a nuestro planeta. Consecuencias como el aumento de la temperatura media terrestre; pues en los últimos 100 años, ésta ha aumentado 0,76 °C, en España 1,5 °C, y hasta 5°C en lugares como el Ártico [1] evidencian este problema. El calentamiento global desencadena a su vez otros graves problemas tales como el aumento del nivel del mar (a razón de 3,2 mm anuales a lo largo de los últimos 20 años [2]), la desertización de ecosistemas, la intensificación de las tormentas o la transmisión de enfermedades por vectores infecciosos [3],[4],[5]. Afortunadamente este hecho no pasa inadvertido y como consecuencia en los últimos años, multitud de colectivos, empresas y gobiernos se han hecho eco de ello, promoviendo tecnologías y medidas que impulsen un desarrollo medioambientalmente sostenible.

Una de esas medidas consiste en reducir la huella de carbono mundial. La huella de carbono es un indicador medioambiental que refleja la cantidad de gases efecto invernadero (GEI en adelante) que emite un individuo, organización, evento o producto [6]. Este indicador se relaciona con la sostenibilidad medioambiental ya que su valor muestra las emisiones de GEI generadas y por tanto con su contribución al cambio climático. La huella de carbono es especialmente importante en el sector energético ya que establece los impactos medioambientales asociados a la generación de energía, los cuales dependen principalmente del recurso primario empleado. Por ejemplo, y en el caso de la electricidad, esta puede ser producida a partir de combustibles fósiles, los cuales tienen un gran impacto medioambiental debido a su extracción, tratamiento, transporte y combustión.

Desde hace tiempo, existen medios y alternativas para generar energía de manera sostenible; estas son las llamadas energías renovables. Según John Twidell y Tony Weir en su libro *Renewable Energy Resources* [7] se entiende como energía renovable a aquella obtenida gracias a flujos de energía naturalmente repetitivos y persistentes en el entorno. La huella de carbono de estas tecnologías no es cero, pero es mucho menor que la producida en generación mediante combustibles fósiles. Por ejemplo, según el informe del IPCC de 2014 [8], el promedio de emisiones de la energías eólica, hidráulica, geotérmica y solar es de 11 g CO₂ eq/kWh, 24 g CO₂ eq/kWh, 38 g CO₂ eq/kWh y 45 g CO₂ eq/kWh; respectivamente. Incluso las emisiones de carbono de la energía cuya fuente es la combustión de biomasa presenta una huella de carbono mucho menor, con un promedio de 230 g CO₂ eq/kWh, que la generación de electricidad a través de combustibles fósiles como el gas natural, el petróleo o el carbón; con un promedio de 490 g CO₂ eq/kWh, 650 g CO₂ eq/kWh y 820 g CO₂ eq/kWh, respectivamente. Por tanto, estas energías se presentan como el futuro de la producción energética, siguiendo a su vez un objetivo crucial para la sociedad como es el desarrollo sostenible.

En Europa, por ejemplo, multitud de países del EU-28 invierten gran cantidad de recursos en la implantación de energías renovables demostrando una vez más la importancia de la energía renovable. Prueba de ello es que, en los últimos años, la cuota de las energías renovables en el consumo final bruto ha aumentado en toda la Unión Europea (UE en adelante): del 9,6% en 2004 al 18,9% en 2018 [9].

La UE lleva tiempo marcando el camino, queriendo liderar el auge de las energías limpias. Por ello, la Directiva sobre energías renovables (2009/28/CE) fijó objetivos nacionales para los países miembros. Más tarde, en 2018, se revisaría estableciendo el objetivo obligatorio de alcanzar en 2030 un mínimo del 32% de energías renovables, con una cláusula que contemplaba una posible revisión al alza antes de 2023. En consecuencia, los estados miembros han ido promoviendo e incluyendo diferentes tecnologías renovables en su “*mix energético*”. Estos cambios fueron estudiados y registrados en el informe *The State of Renewable Energies. Edition 2019* [10]. En este informe se recogen los datos y tendencias de las energías renovables; tanto a nivel productivo, como a nivel socioeconómico. En este trabajo serán de mayor importancia los factores técnicos (potencia instalada y producción energética), por tanto, se tratará un breve resumen previo al cuerpo del proyecto, de modo introductorio.

Las energías limpias son uno de los principales caballos de batalla de la UE, los estados miembros trabajan por el desarrollo sostenible con un fin común, la descarbonización. Sin embargo, cada país tiene unas características y recursos diferentes; tanto naturales como económicas. Buena prueba de ello reside en la tecnología y la potencia instalada en cada uno de los estados miembros. Estados como Islandia, Noruega, Suecia, Finlandia y Letonia conforman el “*Top 5*” de los miembros con mayor presencia de energías renovables en su mix energético, como puede observarse a continuación, de acuerdo con los datos proporcionados por EurObserv'ER [10] y Eurostat [11], entre otros.






País	% EE.RR. (2019)	Tecnologías	Bibliografía
 Islandia	78,2%	Geotérmica, hidráulica	[12]
 Noruega	74,6%	Hidráulica, mareomotriz, eólica	[13],[14]
 Suecia	56,4%	Hidráulica, mareomotriz, eólica, biomasa	[14],[15]
 Finlandia	43,1%	Hidráulica, biomasa, eólica	[14],[16]
 Letonia	41,0%	Biomasa, hidráulica, eólica	[14],[16]

Tabla 1. Países de Europa con mayor cuota de energías renovables (2019) ¹

Además de este “*Top 5*”, el resto de los estados de la Unión Europea trabajan para mejorar su cuota de energías renovables dentro de su mix energético. Por ejemplo, Dinamarca plantea un escenario en 2025 donde la presencia de la energía eólica desplace a la generación de electricidad con combustibles fósiles como primera fuente de energía, representando un 61% del mix energético [17]. Alemania y Reino Unido, a su vez, plantean un plan energético similar, apostando por las energías eólica y solar como base de su cuota renovable, así como una participación significativa de la biomasa; igual que ocurre en otros países como Finlandia o Suecia [16].

¹ Fuente: elaboración propia.

Aunque las tecnologías más extendidas en Europa son la eólica y la hidráulica, en los últimos años, la energía solar ha adquirido un rol fundamental; jugando un importante papel en la generación eléctrica europea mediante sus dos vertientes, solar térmica y fotovoltaica. Una muestra de la importancia adquirida por estas tecnologías se observa en la implementación masiva en países como Alemania y Reino Unido en los últimos años. Pues, a pesar de no tener el mismo potencial solar que los países del Mediterráneo, cuentan con un gran músculo económico y una legislación favorable, lo que les permite superar a países con mayor recurso solar, como España, y colocarse en el primer y tercer lugar del ranking de potencia solar fotovoltaica instalada en 2019; con 49.016 MW y 13.616 MW instalados respectivamente [18].

En España se observa un aumento en la presencia de las energías renovables en la estructura de generación eléctrica en detrimento de las no renovables. En este aumento se aprecia una evolución de la estructura de generación eléctrica, siguiendo las directrices de desarrollo sostenible acordadas en la UE. En este país, las energías hidráulica y eólica han sido, y son protagonistas del mix energético nacional. Sin embargo, en los últimos años, la energía solar ha cobrado protagonismo, en especial la fotovoltaica, suponiendo hasta un 6,4% de la generación eléctrica nacional; de acuerdo con los datos de generación de Red Eléctrica de España [19].

Tecnología	(%) 2019	(%) 2020	(%) 2021
Hidráulica	9,5%	12,2%	16,4%
Turbinación bombeo	0,6%	1,1%	1,4%
Nuclear	21,4%	22,2%	21,6%
Carbón	4,9%	2,0%	1,4%
Fuel + Gas	0,0%	0,0%	0,0%
Motores diésel	1,1%	1,0%	0,8%
Turbina de gas	0,3%	0,2%	0,1%
Turbina de vapor	0,8%	0,6%	0,4%
Ciclo combinado	21,2%	17,5%	11,1%
Hidroeólica	0,0%	0,1%	0,1%
Eólica	20,8%	21,8%	26,3%
Solar fotovoltaica	3,5%	6,1%	6,4%
Solar térmica	2,0%	1,7%	1,2%
Otras renovables	1,4%	1,8%	1,7%
Cogeneración	11,4%	10,7%	10,0%
Residuos no renovables	0,9%	0,7%	0,8%
Residuos renovables	0,2%	0,3%	0,3%
Tecnología	(%) 2019	(%) 2020	(%) 2021
Renovable	38,0%	45,1%	53,8%
No renovable	62,0%	54,9%	46,2%

Tabla 2. Estructura de generación eléctrica española. Años 2019, 2020 y 2021²

² Fuente: Red Eléctrica de España



Esto es debido a que, hasta hace unos años, la energía solar; tanto fotovoltaica como térmica, desaprovechaba el enorme potencial solar de este país debido a las trabas impuestas por la reglamentación del 2015. Sin embargo, en 2018, la nueva reglamentación favorable (RDL 15/2018 y el posterior RD 244/2019) aumentaba el interés de la sociedad española por las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico. Se observa también una tendencia descendente en los costes de la esta tecnología; principalmente debida la reducción de costes en la producción de módulos como consecuencia de la economía de escala y la fabricación masiva de éstos en China; con un cupo del 57% de la producción mundial, según datos de C. Candelise y N. Maringo [20]. Sin embargo, el coste de la electricidad no cesa en su ascenso, debido al agotamiento de los recursos fósiles y la actitud actual frente a la generación eléctrica no renovable, que encarece los costes de compra al mercado generalista.

Estas dos tendencias conducen hacia una situación conocida como “*grid parity*” de acuerdo con el *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)* [21]. En este escenario se considera que una fuente de energía es capaz de generar electricidad a coste igual o inferior que el de mercado. Como claro indicador de esta situación existe el Levelised Cost of Energy (LCOE). Este parámetro mide los costes totales de una instalación a lo largo de su vida útil y los divide por su producción energética durante sus años de operación; indicando el valor del coste total de la construcción y puesta en marcha de una instalación de generación eléctrica a lo largo de su vida útil. En estos últimos años el LCOE de las instalaciones fotovoltaicas ha disminuido considerablemente, alcanzando valores del orden de 33 \$/MWh, siendo este coste menor que el de otras energías renovables como la eólica (terrestre y marina), la biomasa, o la hidroeléctrica; con 39,95 \$/MWh, 122,25 \$/MWh, 35,43 \$/MWh y 52,79 \$/MWh, respectivamente, de acuerdo con el *Annual Energy Outlook 2021* [22]. Además, se prevé que el LCOE de las instalaciones fotovoltaicas siga disminuyendo hasta un 59% para el año 2025, según datos del *International Renewable Energy Agency* [23], demostrando ser una alternativa atractiva en términos no sólo medioambientales, sino también económicos.

Este paradigma, conforma un escenario más halagüeño para la energía solar fotovoltaica, aumentando su presencia en el mix energético estatal, colocándose como la segunda fuente de energía renovable con más presencia en la generación eléctrica en España, según datos de la Red Eléctrica Española (REE) [24]. Además, la creciente preocupación por el medioambiente, y la disminución del LCOE de las instalaciones fotovoltaicas demuestran la sostenibilidad de esta alternativa a largo plazo [25].

Otro punto a favor de esta tecnología reside en su modularidad, esta capacidad para adquirir diferentes formas y tamaños la hace ideal para integrarse tanto en edificios como en plantas productivas. Éste último punto, ligado a la disminución de costes y a los recientes cambios en la reglamentación facilitan el autoconsumo, permitiendo un acercamiento de esta tecnología a pequeños consumidores y empresas. Por ello, este proyecto pretende adscribirse a la modalidad de autoconsumo, disminuyendo la huella de carbono y el consumo energético proveniente de fuentes no renovables en MotorLand Aragón. Esta huella de carbono que ya ha sido calculada y los datos de electricidad consumida que proporciona la empresa comercializadora serán la base para realizar el diseño, el dimensionamiento, el estudio de viabilidad y la disminución de la huella de carbono de la instalación fotovoltaica.



2. Objetivos

2.1 Objetivo general

El objetivo principal de este estudio es mostrar las ventajas de realizar una instalación solar fotovoltaica en modalidad de autoconsumo eléctrico en un emplazamiento industrial. Para ello se cuantificarán los beneficios del proyecto tanto a nivel económico como a nivel medioambiental, pues este tipo de instalaciones permite disminuir los costes energéticos a la vez que reducen la huella de carbono de la organización.

2.2 Objetivos específicos

- *Analizar la demanda eléctrica de MotorLand Aragón y evaluar la potencia óptima a instalar:*

Uno de los objetivos es analizar la demanda de energía eléctrica del complejo MotorLand Aragón; en particular del circuito de velocidad y el Paddock. Para ello se partirán de los datos de demanda eléctrica en base cuarto-horaria procedentes de la comercializadora de electricidad. A partir de esta información se podrá determinar la potencia óptima a instalar teniendo en consideración no solamente balances energéticos sino también las restricciones marcadas por la legislación que regula el autoconsumo industrial.

- *Estudiar la influencia de diferentes parámetros en la productividad de la instalación fotovoltaica:*

Se estudiará que parámetros influyen a la productividad solar fotovoltaica teniendo en consideración las restricciones del emplazamiento. En este sentido se analizarán diferentes tecnologías fotovoltaicas y opciones de montaje que influyen en los resultados productivos de la instalación (kWh/kWp ; kWh/m^2 ; Wp/m^2 y Performance Ratio o PR). Con esta información se elegirá la opción más adecuada.

- *Reducir la huella de carbono de MotorLand Aragón:*

Teniendo en consideración los parámetros productivos de la instalación se estudiará el impacto que su puesta en marcha tiene en la reducción de la huella de carbono de la organización. Para conseguir tal propósito se comparará la reducción de las emisiones de CO_2 que causa esta instalación en comparación con el valor de la Huella de Carbono de MotorLand, la cual está registrada en el MITECO.



- *Analizar la rentabilidad económica:*

En todo proyecto de inversión se debe de realizar un análisis de rentabilidad de esta. En este caso y para justificar la inversión se realizará un análisis en base a los indicadores VAN y TIR que recoja la rentabilidad de la inversión teniendo en consideración un periodo de vida útil de 25 años.

3. Metodología

La metodología del estudio muestra el método desarrollado durante la realización del proyecto. A continuación, se enumerarán y comentarán brevemente los pasos seguidos durante dicho trayecto:

- 1- Analizar de la demanda eléctrica de MotorLand: partiendo de los datos en bruto de demanda eléctrica, proporcionados por la empresa comercializadora de electricidad en formato cuarto-horario, se realizará un ejercicio de tratamiento de datos y extracción de conclusiones. Al término de éste, obtendremos las curvas de demanda en formato horario (para ser empleadas en posteriores simulaciones) y el perfil de demanda de MotorLand simplificado que explica las necesidades de la instalación y justifica la elección de la tecnología fotovoltaica.
- 2- Analizar la potencia óptima: partiendo de las curvas de demanda horarias obtenidas tras el tratamiento de datos, se realizarán diversas simulaciones variando la potencia a instalar, obteniendo resultados en función de criterios productivos; como los porcentajes de autoconsumo y excedentes. Además, se analizarán estas potencias económicamente mediante indicadores como el VAN, TIR o Payback; obteniendo unos resultados en función del criterio económico. Posteriormente se compararán estos resultados y se seleccionará la potencia óptima en función de estos.
- 3- Definir la potencia a instalar: una vez se ha establecido una potencia óptima a instalar, se ha de seleccionar la potencia real a instalar, en función de las restricciones legislativas actuales.
- 4- Definir posibles emplazamientos: una vez seleccionada la potencia real a instalar se presentarán diferentes alternativas para el emplazamiento de la instalación; atendiendo tanto a la localización geográfica como a los costes asociados de cada alternativa.
- 5- Selección de alternativa: posteriormente, se presentarán los criterios de selección para tener en cuenta en la elección de alternativa para el proyecto. Se realizará un análisis multicriterio o AHP para realizar la toma de decisión final.
- 6- Análisis medioambiental de la alternativa escogida: una vez han sido planteadas tanto la configuración, como el emplazamiento de la instalación, se valorará el impacto ambiental de la instalación mediante la huella de carbono. Se relacionará la huella de carbono registrada con anterioridad en el MITECO con la prevista tras realizar el proyecto.

7- Conclusiones: por último, se realizará un esfuerzo de síntesis donde se recopilarán las conclusiones del estudio.

1.-Analizar la demanda eléctrica de MotorLand

- Tratamiento de datos; futuras entradas de simulación. Definir curvas en base horaria.
- Definir el perfil de demanda de MotorLand. Justificar elección de tecnología fotovoltaica.

2.-Analizar la potencia óptima

- Potencia óptima a instalar según criterios productivos (% autoconsumo, % excedentes).
- Potencia óptima a instalar según criterios económicos (VAN, TIR, Payback).

3.-Definir la potencia a instalar

- Potencia a instalar en función del apartado anterior y la legislación actual (RD 244/2019).

4.-Definir posibles emplazamientos

- Presentar distintas opciones de emplazamientos para la instalación propuesta.

5.-Selección de alternativa

- Presentar y valorar los criterios de elección.
- Realizar análisis AHP y seleccionar una alternativa.

6.-Análisis medioambiental de la alternativa escogida

- Analizar la huella de carbono de la instalación.
- Comparar la huella de carbono con la registrada previamente en el MITECO.

7.- Conclusiones

Figura 1. Metodología del estudio.³

4. Marco normativo

A tenor del objeto del proyecto de fin de grado consistente en el estudio y la posterior instalación fotovoltaica para autoconsumo, se enumera la reglamentación que regula este tipo de instalaciones a nivel nacional y europeo [26], [27]:

- **Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio**, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- **Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre**, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.
- **Ley 54/1997, de 27 de noviembre**, del Sector Eléctrico.
- **Ley 15/2012, de 27 de diciembre**, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- **Ley 3/2013, de 4 de junio**, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

³ Fuente: elaboración propia



- **Ley 24/2013, de 26 de diciembre**, del Sector Eléctrico.
- **Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio**, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- **Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre**, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- **Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero**, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario con relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.
- **Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre**, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- **Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre**, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre**, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.
- **Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto**, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- **Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre**, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia
- **Real Decreto 413/2014, de 6 de junio**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril**, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica
- **Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto**, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT).
- **Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero**, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperíodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.
- **Orden ETU/315/2017, de 6 de abril**, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos.
- **Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre**, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019.



- **Orden TEC/406/2019, de 5 de abril**, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- **Orden TEC/1258/2019, de 20 de diciembre**, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2020 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2020.
- **Orden TED/171/2020, de 24 de febrero**, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.
- **Circular 1/2018, de 18 de abril**, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regula la gestión del sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.
- **Circular 3/2020, de 15 de enero**, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

También se deberán de realizar una serie de trámites para la instalación de autoconsumo fotovoltaico, marcados por lo dispuesto en el RD 244/2019, de 5 de abril.

- Inscripción en el Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica (RADNE). **Procedimiento nº2459.**
- Permisos de acceso y conexión a la red. **Procedimiento nº2177.**
- Inscripción de instalaciones de producción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica: no aplica a $P \leq 100$ kW.

A su vez, habrá que tener en cuenta la reglamentación a nivel autonómico [28]. En el caso de estudio, esta reglamentación será la consiguiente a la Comunidad Autónoma de Aragón y más específicamente, la normativa correspondiente al Ayuntamiento de Alcañiz. Esta normativa se refiere a los trámites para la realización de este tipo de instalaciones, tales como la solicitud del permiso de obra según lo indicado en el Plan General de Organización Urbanística (PGOU) de Alcañiz, y la solicitud de la autorización administrativa correspondiente al Gobierno de Aragón.

5. Perfil de demanda

Para poder dimensionar correctamente la instalación fotovoltaica es necesario, previamente, conocer dos requisitos principales: los datos climatológicos, de los que hablaremos más adelante, y la demanda energética.

Esta demanda, está conformada, por todos aquellos dispositivos e instalaciones que requieran de electricidad en el circuito de velocidad y el Paddock. Los datos de la demanda pueden ser conocidos en bruto, por medio de las curvas cuarto-horarias; curvas que recopilan la potencia instantánea en cada una de las 8.760 horas del año. Este proyecto se basará en el estudio de los datos proporcionados por la empresa comercializadora referentes a los años 2018 y 2019; ya que el año 2020 difiere mucho de la actividad normal de MotorLand debido a los efectos del SARS-CoV-2 y no sería representativo estadísticamente.

Sin embargo, estos datos están totalmente por pulir. Se requiere un esfuerzo de tratamiento y filtrado de datos para poder entender y poder explicar correctamente la demanda eléctrica de MotorLand.

Los datos de la demanda en bruto serán el punto de partida de las simulaciones a realizar posteriormente, en pro de realizar un proyecto fotovoltaico óptimo, considerando parámetros tales como la configuración, tecnología y emplazamiento obtenidos.

Para las simulaciones, se empleará el software de diseño y simulación de instalaciones fotovoltaicas PVsyst. Éste software, desarrollado por el Instituto de Ciencias Medioambientales (ISE) de la Universidad de Ginebra, ha demostrado ser, además de uno de los softwares más extendidos en el ámbito profesional, un software con una elevada fidelidad con respecto a la realidad avalada por diversos estudios de instituciones de renombre como la International Journal of Engineering Science Invention [29],[30]. Además, la rapidez y eficacia de sus simulaciones se suman a su amigable interfaz y a su asequible coste (nulo en el modo DEMO) para motivar su elección respecto a otros competidores del sector como PVSol o HOMER. Por tanto, PVsyst será el elegido para realizar las simulaciones durante este proyecto.

Como se ha comentado anteriormente, los datos en bruto pueden ser utilizados en PVsyst ya que es capaz de realizar un elevado número de iteraciones. Sin embargo, para poder entender la demanda de manera sencilla, y poder sacar conclusiones, se realizará un análisis multiescenario; donde se caracterizarán los distintos escenarios de MotorLand Aragón y sus consumos asociados.



Por tanto, se presentarán los siguientes escenarios o “*días tipo*” cuyas características serán las que se detallan a continuación:

- Día tipo I: escenario correspondiente a aquellos días **con actividad y grandes necesidades de climatización**, es decir, días en los que la climatología exterior sea lo suficiente calurosa como para precisar de la activación de los equipos de aire acondicionado (frío).
- Día tipo II: escenario correspondiente a aquellos días **con actividad y sin necesidades de climatización**, es decir, días en los que no haga el calor necesario como para activar la climatización interior. Como se verá más adelante, no se tiene en cuenta la climatización para días fríos, pues en MotorLand, las instalaciones de calefacción utilizan combustible.
- Día tipo III: escenario correspondiente a días **sin actividad**; sólo recursos y servicios mínimos.
- Día tipo IV: escenario correspondiente a días con realización de eventos de **muy elevada importancia y repercusión** en las instalaciones de MotorLand.
- Día tipo V: escenario correspondiente a días con realización de eventos de elevada importancia, pero de **menor repercusión** que los referentes al día tipo IV.
- Día tipo VI: escenario correspondiente a días con realización de eventos de importancia media y **repercusión no tan elevada** como los tipos IV y V.

Una vez se han presentado los posibles escenarios, se pasará a construir la curva de demanda diaria en cada caso, gracias a los datos cuarto-horarios tratados con anterioridad y al calendario de eventos y ocupación de la empresa. Después se compararán las dos curvas, y se realizará la media. Con estas curvas medias para cada día tipo, se podrá construir, posteriormente, el día medio ponderado. Este día medio ponderado mostrará el reflejo de cómo es un día de consumo energético en MotorLand, teniendo en cuenta los diferentes escenarios y la cantidad de veces al año que ocurren. A su vez, se analizarán los equipos e instalaciones que conforman la demanda de MotorLand, con ello se pretende mostrar cuanta electricidad se consume y qué equipos conforman esa demanda.



5.1 Descripción de las instalaciones

La demanda eléctrica de MotorLand Aragón se puede obtener gracias a los datos ofrecidos por la empresa comercializadora de electricidad. La demanda se basa en el consumo de las instalaciones y, por tanto, en la potencia instalada. Para entender las cifras de demanda eléctrica deberemos analizar los equipos e instalaciones que se utilizan en el día a día de la empresa. Por ello, se expone un breve resumen de estas, ampliable en el *ANEXO III: INSTALACIONES DE MOTORLAND ARAGÓN*.

Como puede observarse detalladamente en el mencionado anexo, el consumo energético de MotorLand se debe principalmente a los siguientes grandes grupos:

- **Iluminación:** referente a la potencia instalada cuyo objetivo consiste en iluminar el complejo; p. e. luminarias.
- **Climatización:** grupo conformado los equipos de climatización (productores, emisores...) de los distintos edificios del complejo.
- **Cocina:** formado principalmente por los equipos del restaurante del complejo.
- **Equipamiento y tomas de fuerza:** referente a aquellos equipos demandados por los clientes en el día a día de las instalaciones, además de instalaciones propias como los servidores o los sistemas ofimáticos.
- **Consumo de gasóleo:** principalmente destinado al repostaje de vehículos y grupos electrógenos propios y de clientes.

Por tanto, hay que tener en consideración que, parte del consumo eléctrico se realiza con grupos electrógenos (alimentados por gasóleo) y la calefacción consume gas natural. Como conclusión del análisis previo (*ANEXO III*) se observa una potencia eléctrica total instalada en el circuito de velocidad de **2.655,38 kW**.

5.2 Análisis multiescenario

Una vez se han definido las características de las instalaciones, puede pasar a analizarse el perfil de demanda, mediante la realización de un análisis multiescenario. Donde cada uno de los escenarios corresponde con los anteriormente mencionados como “días tipo”. Las tablas de datos de este análisis pueden leerse en el *ANEXO IV: DATOS DE CONSUMO ELÉCTRICO*; siendo este punto las conclusiones del mismo:

- **Día tipo I:**

Se toman como referencia de este escenario los días reales 19 de julio de 2018 (naranja) y de 2019 (amarillo), junto a ellas se representa el promedio de las dos (verde). En este primer escenario podemos observar lo siguiente:

- Durante las primeras horas del día (0:00-8:00) la potencia requerida es relativamente baja (alrededor de 85 kW), esto se debe principalmente a que, a esas horas, la ocupación es mínima y, por tanto, las necesidades también lo son. Al estar trabajando sólo los empleados esenciales, la potencia requerida es mucho menor; pues las necesidades son pocas (iluminación mínima, climatización mínima, equipos y sistemas críticos, como los servidores). Estas necesidades empiezan a aumentar conforme llega el grueso de los trabajadores y se activan las instalaciones de climatización.
- Durante las horas centrales del día (8:00-17:00), y hasta el término de la jornada laboral en la oficina, las necesidades de potencia aumentan debido principalmente a las necesidades en el circuito; bien en pista o en oficina. Con el consumo correspondiente a la climatización y los equipos de oficina. Este consumo aumenta hasta alcanzar un pico máximo de potencia (>300 kW en el año más caluroso) entre las 13:00 y las 14:00; fenómeno que se relaciona con el horario de comidas de la cafetería, pues las necesidades de los equipos disparan la demanda de energía.
- Durante las últimas horas del día (17:00-00:00) se observa una tendencia decreciente conforme se van marchando los trabajadores y clientes y se apagan los sistemas de climatización, iluminación y equipos no críticos; es decir, aquellos equipos que no necesitan estar continuamente encendidos (p.e. equipos ofimáticos de los trabajadores).

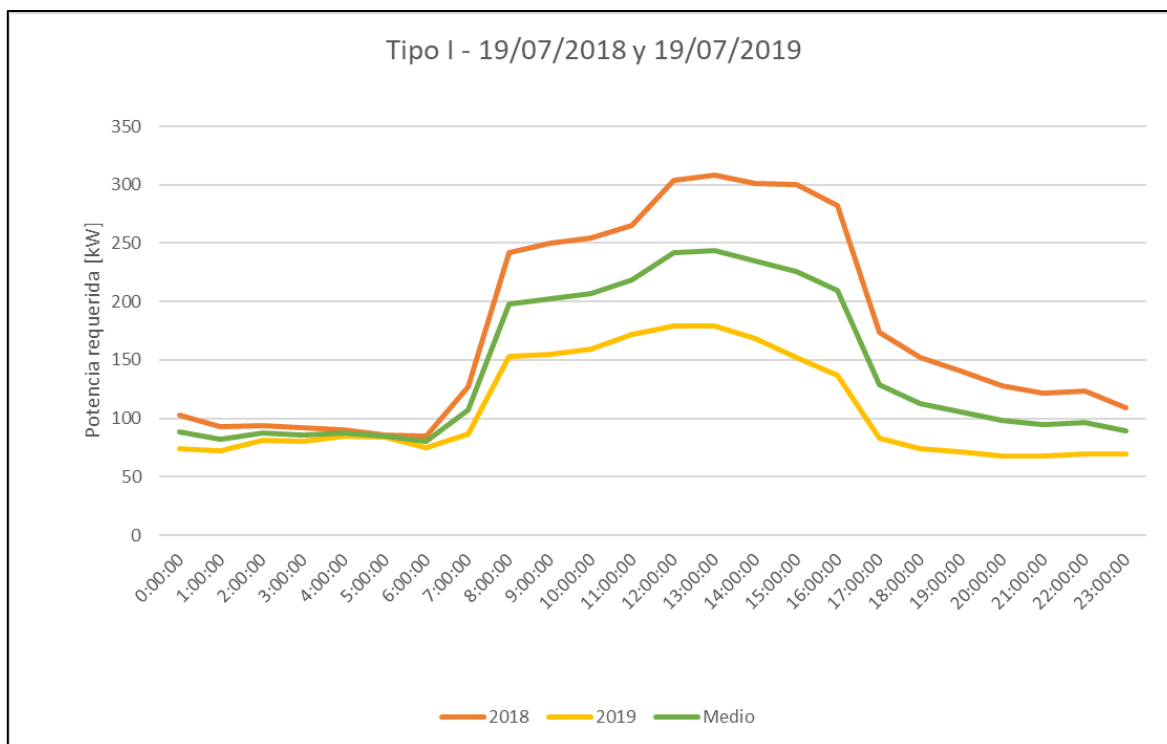


Figura 2. Perfil de demanda diario. Día tipo I.⁴

- **Día tipo II:**

Se toman como referencia de este escenario los días reales 9 de abril de 2018 (naranja) y de 2019 (amarillo), junto a ellas se representa el promedio de las dos (verde). En este segundo escenario podemos observar lo siguiente:

- Durante las primeras horas del día (0:00-8:00), se observa una tendencia similar al escenario I, la demanda de potencia se mantiene estable; en torno a los 60-85 kW según el año. Este fenómeno se debe igualmente a lo comentado en el anterior día tipo; mínima ocupación y necesidades. Los servicios mínimos requieren de menor energía, y es por ello, que el consumo no aumenta hasta la llegada de la mayoría de los trabajadores de la plantilla.
- Sin embargo, en este escenario, las necesidades de climatización son menores, y por tanto el aumento de la demanda es menor. La necesidad de potencia crece durante las horas centrales del día (8:00-17:00) debido a la actividad diaria de las instalaciones, alcanzando un máximo de alrededor de 160 kW durante el horario de comidas del restaurante (13:00-14:00). Puede observarse que la curva de demanda en este escenario es menos suave que su predecesora, esto se debe a que las variaciones de demanda debidas a los diferentes clientes adquieren más importancia, ya que la climatización compensaba los "picos".

⁴ Fuente: elaboración propia.

- Igual que en el anterior escenario, una vez finalizada la jornada laboral, y durante las últimas horas del día (17:00-00:00), el perfil de demanda sigue una tendencia descendiente, conforme se marchan los trabajadores y clientes de las instalaciones y sólo quedan activos en el complejo los equipos críticos y los trabajadores esenciales para el horario nocturno.

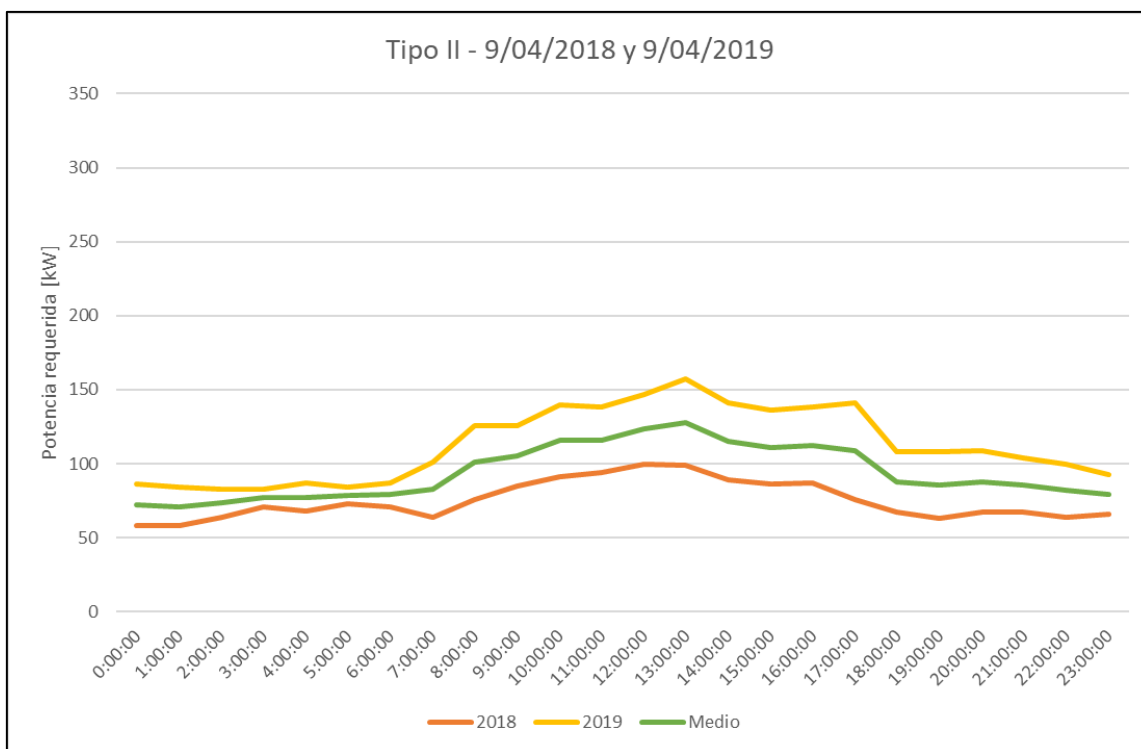


Figura 3. Perfil de demanda diario. Día tipo II.⁵

• Día tipo III:

Se toman como referencia de este escenario los días reales 5 de enero de 2018 (naranja) y de 2019 (amarillo), junto a ellas se representa el promedio de las dos (verde). En este caso, podemos observar unos perfiles muy similares y de gran planitud. Principalmente, este fenómeno responde al término anglosajón 'stand-by', es decir, el circuito y sus instalaciones funcionan todo el día con servicios mínimos ya que no hay ninguna actividad, más allá de los equipos críticos y el personal esencial, como el de seguridad. El consumo en esta situación de 'stand-by' es de aproximadamente 60 kW. Sólo se observa una pequeña disminución de requerimientos de potencia durante las horas centrales del día, ya que la iluminación no es necesaria.

⁵ Fuente: elaboración propia.

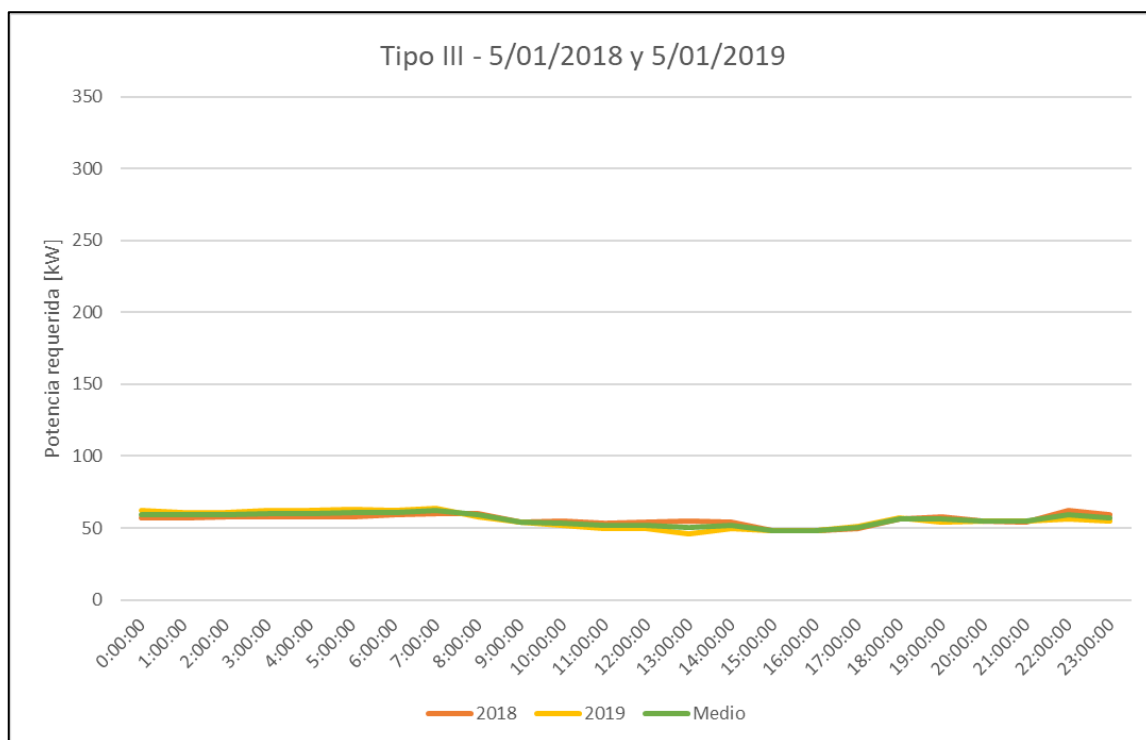


Figura 4. Perfil de demanda diario. Día tipo III.⁶

• Día tipo IV:

Se toman como referencia de este escenario los días reales 23 de septiembre de 2018 (naranja) y 22 de septiembre de 2019 (amarillo); correspondientes al día de carrera del Gran Premio de Motociclismo de Aragón. Junto a ellas se representa el promedio de las dos (verde). En este cuarto escenario podemos observar una forma similar a la obtenida en el escenario I, sin embargo, la curva del día IV está muy desplazada verticalmente, y presenta otras diferencias que se explicarán a continuación:

- Durante las primeras horas del día (0:00-8:00), se observa un consumo base alto (entre 400 y 500 kW). Esto se debe principalmente a la demanda de los “hospitality” de los pilotos, los camiones de los equipos competidores y asociados, las instalaciones de vending y “merchandising”, los espectadores en la zona de acampada y zonas VIP, al “stand-by” de las instalaciones mediáticas y de retransmisión, a las carpas y otros puestos de venta, etc.
- Esta demanda además crece durante las horas centrales, ya que, además del aumento de la demanda de potencia en las instalaciones citadas anteriormente, ésta crece también en las zonas dedicadas a la restauración y venta. Además, los consumos añadidos a la potencia requerida por la puesta en marcha de las instalaciones mediáticas y las pruebas contrarreloj clasificatorias de los equipos y la posterior carrera aumentan la demanda, alcanzando un gran pico de

⁶ Fuente: elaboración propia.

potencia (1.300 kW) entre las 13:00 y las 14:00, coincidiendo con el horario de carrera y el servicio de comida.

- La demanda comienza a decrecer al término del horario de comida, y continúa disminuyendo, pasando por el fin del gran premio y la posterior celebración. Cuando los aficionados empiezan a marcharse, la demanda disminuye ligeramente. Sin embargo, el grueso de la demanda de potencia no bajará de (350-400 kW) hasta que no se haya desmontado la zona de acampada, el circo mediático haya terminado, los equipos hayan partido y se vuelva a la normalidad. Por tanto, la noche del evento, aún mantendrá una elevada demanda de potencia (alrededor de 400 kW de media).

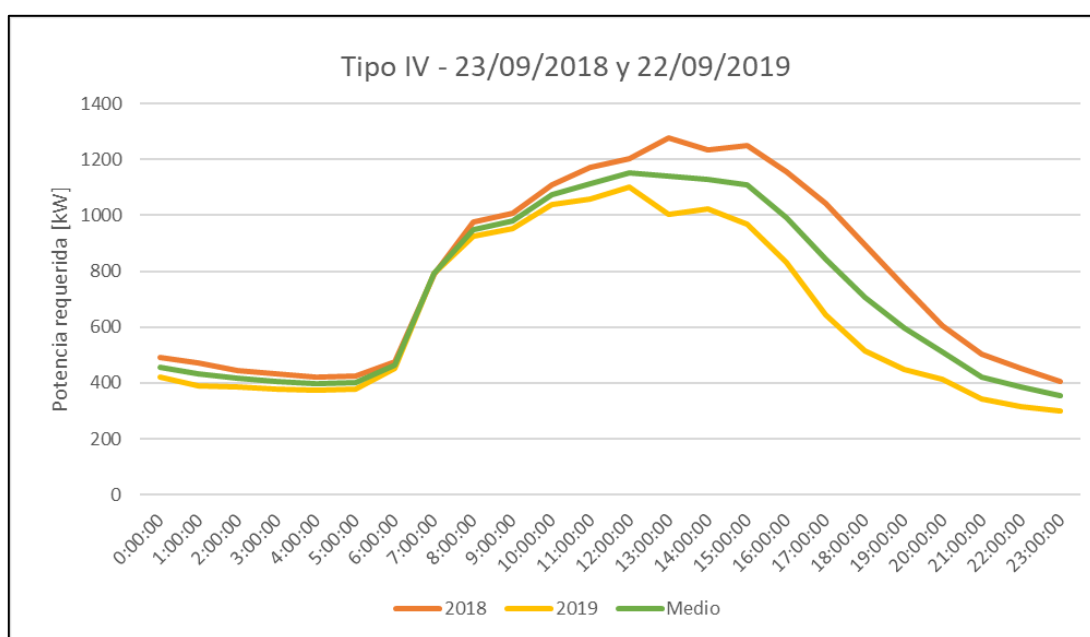


Figura 5. Perfil de demanda diario. Día tipo IV.⁷

• Día tipo V:

Se toman como referencia de este escenario los días reales 14 de abril de 2018 (naranja) y 7 de abril de 2019 (amarillo); correspondientes a los días de carrera del Campeonato Mundial de Superbikes en Aragón (a partir de ahora, WSBK), del Campeonato Mundial de Supersport (a partir de ahora, WSSP) y del Campeonato Mundial de Supersport300 (a partir de ahora, WSSP300) que se realizan el mismo día. Junto a ellas se representa el promedio de las dos (verde). En este quinto escenario podemos observar similitud con la curva de la demanda obtenida en el escenario IV, sin embargo, la curva del día V está desplazada verticalmente hacia abajo; es decir, misma forma, menor consumo. Esto es debido a la menor repercusión de este evento en comparación con el Gran Premio de Motociclismo de Aragón. A su vez, presenta otras diferencias que se explicarán a continuación:

⁷ Fuente: elaboración propia.

- Durante las primeras horas del día (0:00-8:00), se observa una tendencia similar a lo ocurrido en el escenario V (MotoGP). Sin embargo, el pico de potencia requerida (950 kW) no ocurre durante las horas centrales del día, sino que se produce a las 9:00, coincidiendo con la primera prueba del SBK.
- Durante las horas centrales del día, la demanda comienza a decrecer lentamente. Sin embargo, se mantiene relativamente estable, ya que entre las 9:00 y las 15:00 se realizan diversas pruebas que componen el campeonato mundial de WSBK y del WSSP y WSSP300.
- La demanda continua con un decrecimiento estable hasta el servicio de comidas (13:00-15:00). Después, y tras la última carrera del WSBK, el consumo comienza a descender con mayor celeridad. Sin embargo, se observa que la disminución de la demanda de potencia acaba ralentizando, esto se debe a que, durante la tarde, se realizan las últimas pruebas de WSSP y WSSP300, estabilizando la demanda en torno a 400 kW de media. Al término de esta jornada comenzará a disminuir la demanda de potencia, igual que lo presentado en el anterior escenario, y volverá a la normalidad cuando los equipos hayan recogido y se hayan marchado.
- La fluctuación interanual entre los periodos 2018 y 2019 pueden explicarse debido principalmente a dos factores: clima y ocupación. Las condiciones climatológicas fueron más desfavorables en 2018, aumentando la demanda de potencia. A su vez, la ocupación en 2018 fue mayor, por tanto, la potencia requerida también aumentó.

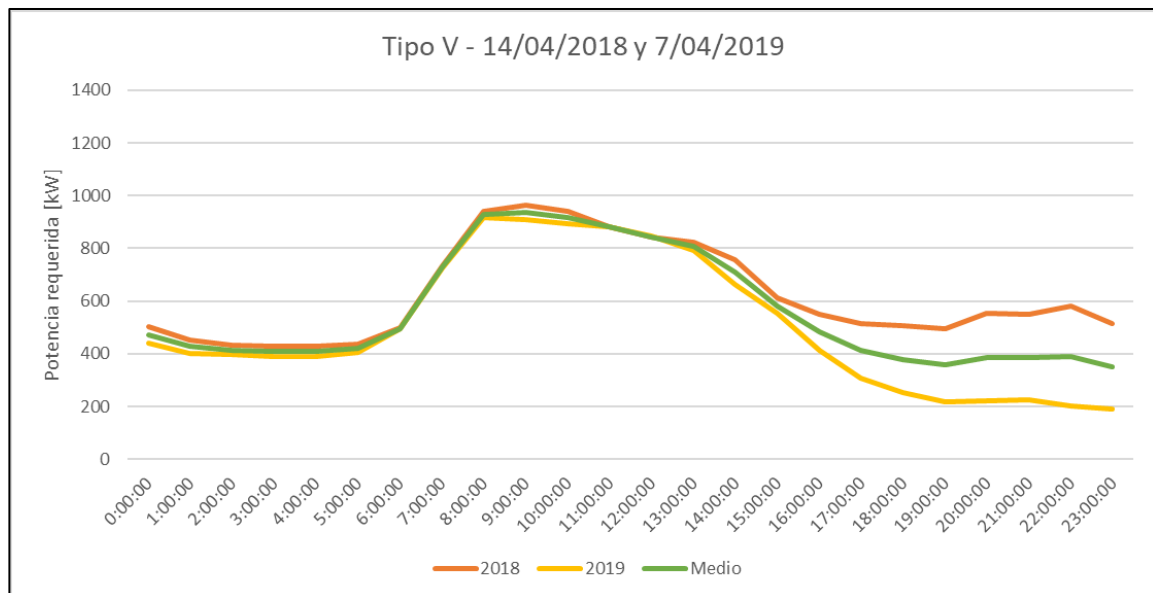


Figura 6. Perfil de demanda diario. Día tipo V.⁸

⁸ Fuente: elaboración propia.

- **Día tipo VI:**

Se toman como referencia los días 29 de julio de 2018 y 14 de julio de 2019. En estos dos días se realizan las diversas carreras de todas las categorías (Moto2, Moto3, European Talent Cup o ETC y la Cuna de Campeones) del evento conocido como Campeonato de España de Velocidad (FIM CEV). En este sexto, y último escenario se observa una ligera similitud con la forma del escenario IV, sin embargo, la gran diferencia de repercusión los diferencia enormemente aplanando la curva de demanda.

- Al igual que en los otros escenarios de eventos, durante las primeras horas del día (0:00-8:00), se observa un crecimiento en la demanda conforme se van activando las necesidades diarias, llegando a unos 500 kW a las 8:00. A partir de las 9:00 y coincidiendo con la primera carrera del día esta demanda suaviza su crecimiento; sin embargo, ésta sigue aumentando.
- Durante las horas centrales del día, y mientras se van desarrollando las diferentes pruebas y carreras del evento, el crecimiento va en aumento, alcanzando un pico de alrededor de 550 kW a las 14:00, coincidiendo con la segunda carrera de Moto2 y el horario de comidas.
- Al término de la Cuna de Campeones (sobre las 17:00) la demanda comienza a disminuir considerablemente, correspondiendo con la operación salida de aficionados y la operación desmontaje y salida de equipos y colaboradores.

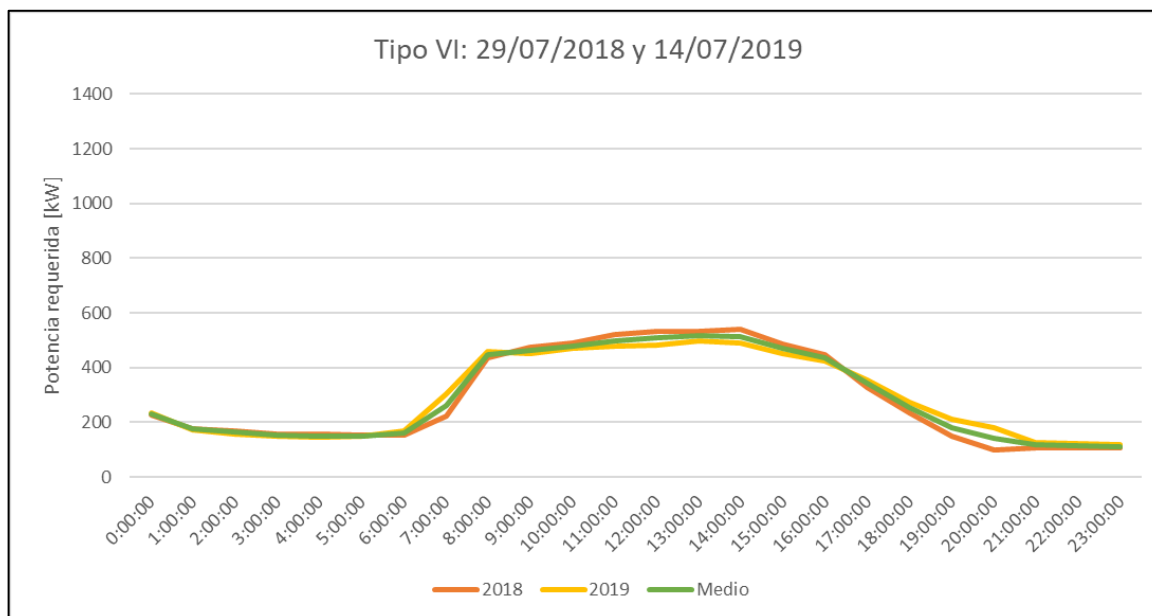


Figura 7. Perfil de demanda diario. Día tipo VI.⁹

⁹ Fuente: elaboración propia.

5.3 Día medio ponderado

Una vez se ha realizado la explicación de cómo es la demanda en cada uno de los escenarios estudiados, podemos crear un perfil de demanda del año medio ponderado; teniendo en cuenta el número de veces que estos días tipo tienen lugar durante el año. Se calcularán las ponderaciones respecto al calendario de ocupación de las instalaciones durante los años 2018 y 2019. Una vez se haya procedido al conteo de los días tipo en cada año, se realiza la media, obteniendo una ponderación media sobre 365 días para el año tipo:

Día Tipo	Días totales	Ponderación
Tipo I	61	17%
Tipo II	274	75%
Tipo III	8	2%
Tipo IV	9	2%
Tipo V	5	1%
Tipo VI	8	2%
Total	365	100%

Tabla 3. Ponderación media¹⁰

Sabiendo el peso porcentual de cada uno de los posibles días tipo es posible construir el perfil del día medio ponderado, como la suma ponderada de los distintos escenarios. Este perfil representa la demanda de un día promedio en MotorLand.

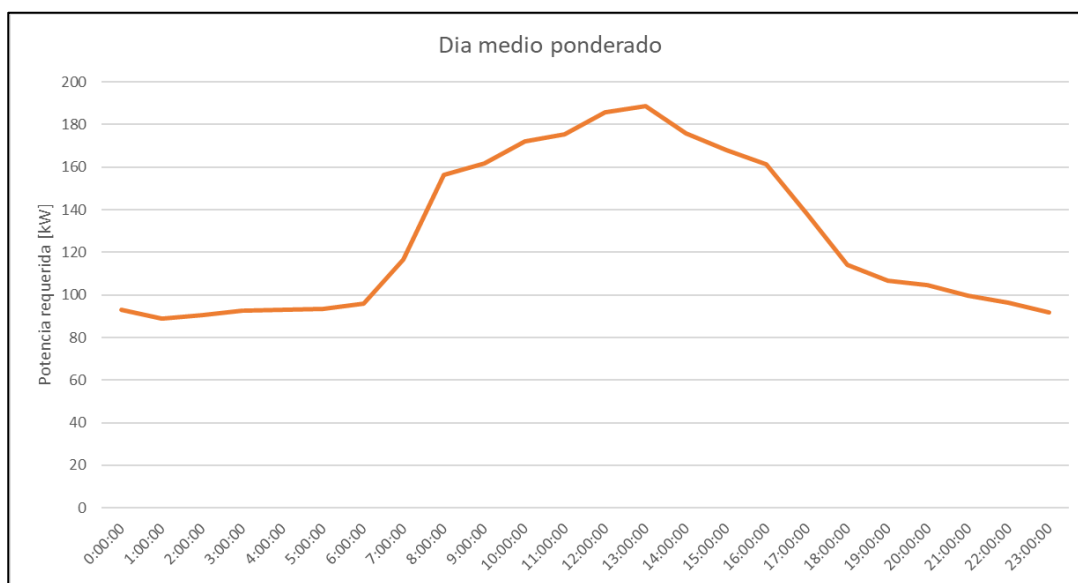


Figura 8. Día medio ponderado¹¹

¹⁰ Fuente: elaboración propia

¹¹ Fuente: elaboración propia.

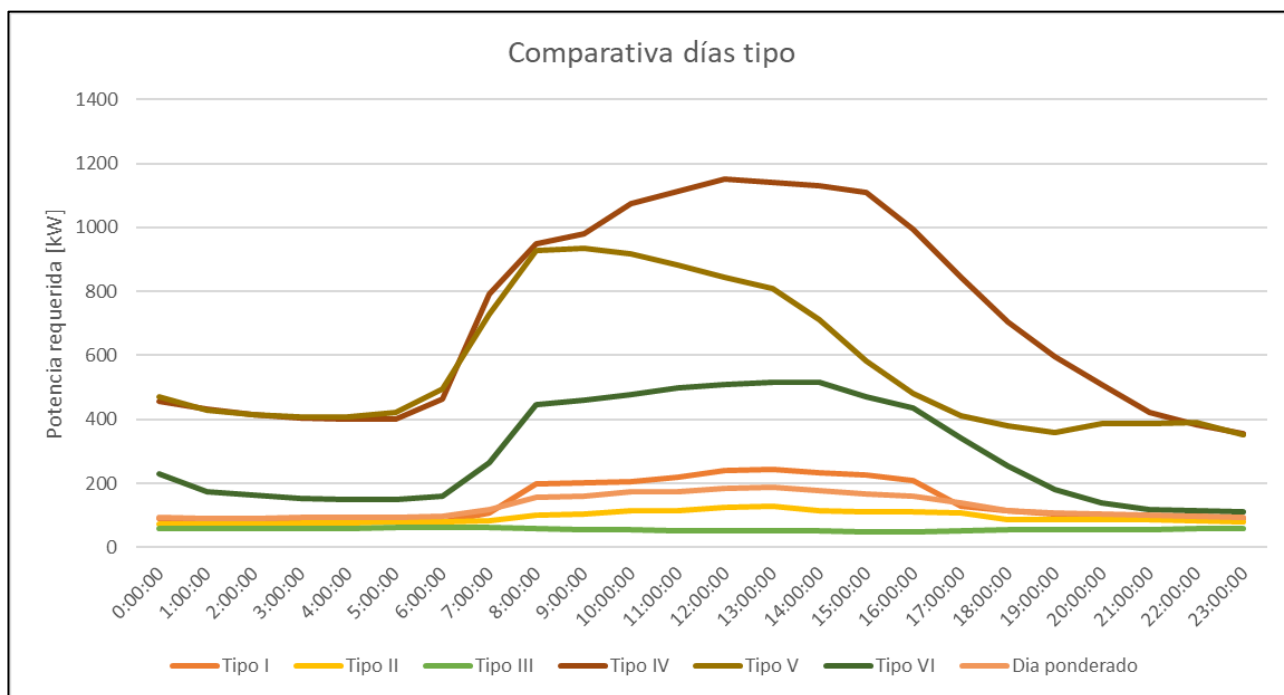


Figura 9. Comparativa días tipo¹²

Puede observarse que el perfil del año medio ponderado es muy parecido a los días tipo I y tipo II, ya que el peso porcentual de estos corresponde al 17% y 75% de la información.

Al estudiar la curva de demanda, se puede sacar en conclusión que la demanda eléctrica de MotorLand tiene un carácter esencialmente diurno, es decir, la mayor parte del consumo eléctrico del complejo transcurre durante el día. Y, por tanto, el consumo eléctrico nocturno es mucho menor. Por ello, la tecnología solar fotovoltaica en modalidad de autoconsumo eléctrico aparece como la opción idónea, ya que su perfil de generación es estrictamente diurno; permitiendo así un aprovechamiento energético óptimo y un alto porcentaje de autoconsumo eléctrico.

Como ya se indicó con anterioridad, este análisis multiescenario sirve para poder comprender y explicar la demanda de forma clara y concisa. Debido a la necesidad de tratamiento de la información requerida por la gran amplitud de los datos muestra. Sin embargo, para los siguientes apartados, se emplearán los datos en bruto de cada una de las 8.760 horas de los años 2018 y 2019, mostrando unos resultados más precisos.

A continuación, se planteará el análisis de la potencia óptima, partiendo de los datos de demanda eléctrica proporcionados por la comercializadora eléctrica y tratados posteriormente, para poder utilizarlos como base en las simulaciones realizadas mediante el software PVsyst.

¹² Fuente: elaboración propia

6. Análisis de potencia óptima

Como se ha comentado con anterioridad, los datos han de ser tratados previamente, no pueden introducirse los datos de potencia cuarto horarias en bruto. Para ello, se traducen los datos de demanda eléctrica en base cuarto-horaria de los años 2018 y 2019 en datos horarios de potencia instantánea (kW); obteniéndose dos archivos, uno por cada año, de 8.760 datos cada uno; correspondiente a cada hora del año. Además, se compararon los datos de sendos años y se construyó un año tipo realizando el promedio entre ambos, reduciéndose el volumen de datos a la mitad. Con ello, se construye un archivo .csv cuyo formato es capaz de interpretar PVsyst. Cabe destacar que se descartaron los datos de 2020 debido a la divergencia respecto a los años típicos, correspondientes a una anomalía de tres meses de cierre de actividad causada por la crisis de la COVID-19.

Por tanto, con los datos base de demanda eléctrica y con los datos meteorológicos proporcionados por la estación meteorológica de Puig-Moreno (a 6,1 km de MotorLand) y tratados con el software meteorológico Meteoronorm 7.3 se procede a realizar las simulaciones en función de la potencia instalada.

Se utilizarán como referencia los módulos *CanadianSolar HiDM (400 kWp)* y los inversores *CanadianSolar CSI-25KTL-GS-FL (25 kW)*; cuyas fichas técnicas se presentan en el *ANEXO V: FICHAS TÉCNICAS*. Se optó por seleccionar módulos de silicio monocristalino, ya que representan el 65,6% de la capacidad mundial instalada de generación fotovoltaica de acuerdo con el Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme [31]. Además, el modelo y la marca del módulo se seleccionó con el fin de obtener configuraciones que faciliten las simulaciones, bien por la compatibilidad entre la marca de los módulos y el inversor o bien por la claridad de las fichas técnicas. A su vez, se seleccionó el inversor buscando una potencia nominal que facilitara el análisis. Se simularán instalaciones desde 50 kW hasta 1 MW nominal, con aumentos de 50 kW correspondientes a dos inversores en cada aumento, y el número correspondiente de módulos fotovoltaicos. Se mantendrá constante e igual a 1,12 la relación kWp/kWn con el fin de minimizar las pérdidas minimización de pérdidas por sobrecarga en el inversor. Con esta relación de sobredimensionamiento aconsejada por PVsyst, se alcanza un valor aproximado del 0%. La inclinación escogida para la configuración de los módulos en las simulaciones será de 36° respecto a la horizontal, siendo ésta la inclinación óptima para la ubicación seleccionada. A su vez, se orientará a 0°, es decir, orientación sur; siendo también la alineación óptima en el hemisferio Norte. Como resultado de las simulaciones obtendremos una serie de resultados recogidos en los informes en el *ANEXO VI: SIMULACIONES*, que serán interpretados tanto en el apartado 6.1 bajo un criterio puramente productivo, como en el apartado 6.2; bajo un enfoque económico. Teniendo estos dos enfoques en cuenta, se seleccionará la potencia a instalar.

6.1 Según balance energético

El primer enfoque que se tuvo en cuenta a la hora de analizar la potencia óptima se basó en factores puramente productivos. Basándose en los datos de demanda comentados anteriormente, se pudo realizar el sumatorio total, obteniéndose una **demanda total anual de 1.031,45 MWh**; con lo que, posteriormente, se observaron los resultados de las simulaciones realizadas con potencias instaladas desde 50 kW nominales hasta 1 MW y se analizaron las tendencias en dichos parámetros que caracterizan la productividad de la instalación:

- **Producción Anual (MWh/año):** energía eléctrica neta producida por los módulos fotovoltaicos disponible para su uso definitivo.
- **Energía Autoconsumida (MWh/año):** energía eléctrica de origen fotovoltaico consumida directamente por la instalación.
- **Excedentes (MWh/año):** energía eléctrica de origen fotovoltaico no consumida por las instalaciones o energía eléctrica sobrante.
- **Factor Solar (%):** grado de cobertura de la demanda eléctrica proporcionado por el autoconsumo fotovoltaico directo.

$$FS (\%) = \frac{Demanda \left(\frac{MWh}{año} \right)}{E. Autoconsumida \left(\frac{MWh}{año} \right)} \times 100$$

- **Fracción Autoconsumida (%):** fracción de energía eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos y consumida en el acto, disminuyendo la necesidad de acudir al mercado eléctrico.

$$Fracción Autoconsumida (\%) = \frac{E. Autoconsumida \left(\frac{MWh}{año} \right)}{Producción Anual \left(\frac{MWh}{año} \right)} \times 100$$

- **Fracción de Excedentes (%):** fracción de energía eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos y no consumida en el acto.

$$Fracción de Excedentes (\%) = \frac{Excedentes \left(\frac{MWh}{año} \right)}{Producción Anual \left(\frac{MWh}{año} \right)} \times 100$$

El objetivo principal de este análisis es seleccionar la potencia que optimice la cobertura eléctrica. Para ello se introduce el concepto balance energético anual; el cual se refiere al valor resultante de la operación $E. Autoconsumida + Excedentes - Demanda$ anual. Si el resultado es negativo, no se ha cubierto la totalidad de la demanda eléctrica, y si es positiva, se traduce en un exceso de generación o excedentes.

La potencia óptima será aquella que resulte en un balance energético anual lo más próximo a cero posible; ya que, aunque es posible y conveniente almacenar o inyectar a la red eléctrica los excedentes para su posterior aprovechamiento en horas de no insolación, la rentabilidad de esta operación, la cual se verá con más detalle en el apartado 6.2, es mucho menor que el autoconsumo directo.

Esto se traduce en una producción energética con el menor número de excedentes posible; ya que el coste de la instalación aumenta con la potencia instalada y el precio de compra de excedentes es menor que el de venta de electricidad, así como otros costes asociados a procesos de generación eléctrica a gran escala según la legislación actual.

Es por ello, por lo que se debe llegar a un compromiso, maximizando el autoconsumo directo, sin descuidar la cantidad de excedentes producida, y alcanzando un balance energético neutro.

En la siguiente tabla se recopilan los resultados de las simulaciones entre 50 kW y 1 MW instalados, con ellos se procederá a analizar la evolución de los factores más importantes a la hora de seleccionar la potencia óptima.

Potencia Instalada [kW]	Producción Anual [MWh/año]	E. Autoconsumida [MWh/año]	Excedentes [MWh/año]	Factor Solar (%)	Fracción Autoconsumida (%)	Fracción de Excedentes (%)
50	98,9	98,9	0	9,59%	100,00%	0,00%
100	197,9	195,7	2,2	18,97%	98,89%	1,11%
150	296,8	279,6	17,2	27,11%	94,20%	5,80%
200	395,8	341,7	54,1	33,13%	86,33%	13,67%
250	495	383	111	37,13%	77,37%	22,42%
300	593	411	182	39,85%	69,31%	30,69%
350	693	433	260	41,98%	62,48%	37,52%
400	790	449	340	43,53%	56,84%	43,04%
450	890	464	426	44,99%	52,13%	47,87%
500	989	476	513	46,15%	48,13%	51,87%
550	1088	487	602	47,22%	44,76%	55,33%
600	1185	496	689	48,09%	41,86%	58,14%
650	1286	504	783	48,86%	39,19%	60,89%
700	1385	510	875	49,44%	36,82%	63,18%
750	1483	516	967	50,03%	34,79%	65,21%
800	1579	521	1058	50,51%	33,00%	67,00%
850	1682	526	1156	51,00%	31,27%	68,73%
900	1780	531	1249	51,48%	29,83%	70,17%
950	1880	535	1345	51,87%	28,46%	71,54%
1000	1974	538	1436	52,16%	27,25%	72,75%

Tabla 4. Análisis energético de distintas configuraciones¹³

¹³ Fuente: elaboración propia

En primer lugar, se comentará la evolución del autoconsumo directo, representada mediante la evolución del Factor Solar. Se observa que conforme aumenta la potencia instalada, este aumenta de forma logarítmica, alcanzando un 80% del valor máximo en torno a 350 kW y una asíntota cercana al 53% en 1.000 kW.

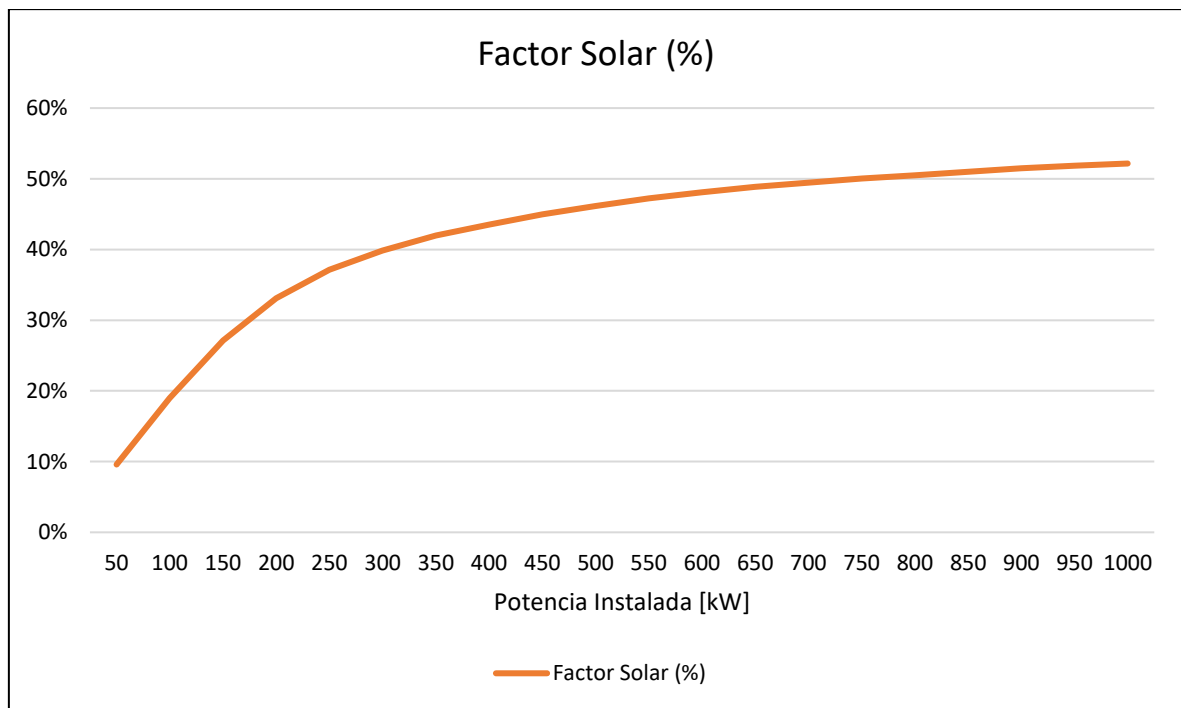


Figura 10. Evolución del Factor Solar¹⁴

Esto implica que, aunque cada vez se produzca mayor cantidad de energía eléctrica mediante módulos fotovoltaicos, éstos no podrán cubrir instantáneamente toda la demanda eléctrica, pues el perfil de generación es puramente diurno y la demanda basal o “stand-by” de MotorLand es superior a la generación durante el horario nocturno. Por tanto, este exceso de energía no consumida pasará a formar parte de la Fracción de Excedentes.

¹⁴ Fuente: elaboración propia

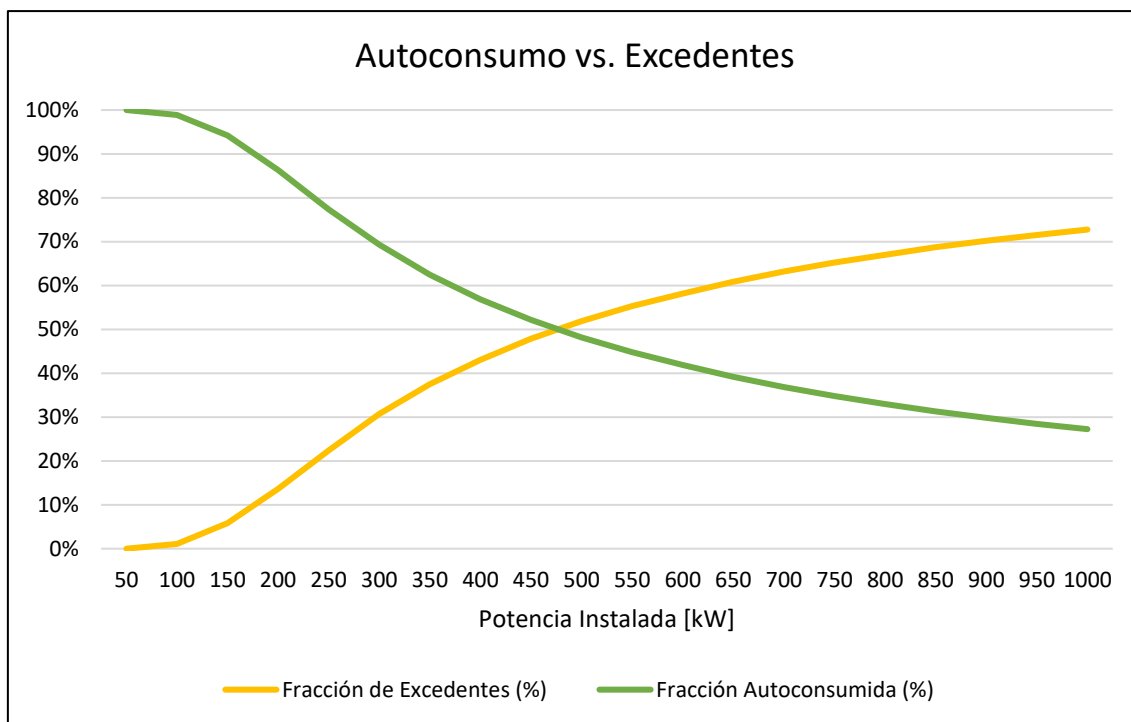


Figura 11. Evolución del reparto de la producción anual.¹⁵

Como puede observarse en la figura anterior, la fracción de excedentes aumenta en la misma medida que la fracción de autoconsumo disminuye. Sin embargo, la variación de estas fracciones respecto a la configuración anterior; es decir, lo que aumentan o disminuyen al ampliar la potencia instalada no evoluciona de la misma forma.

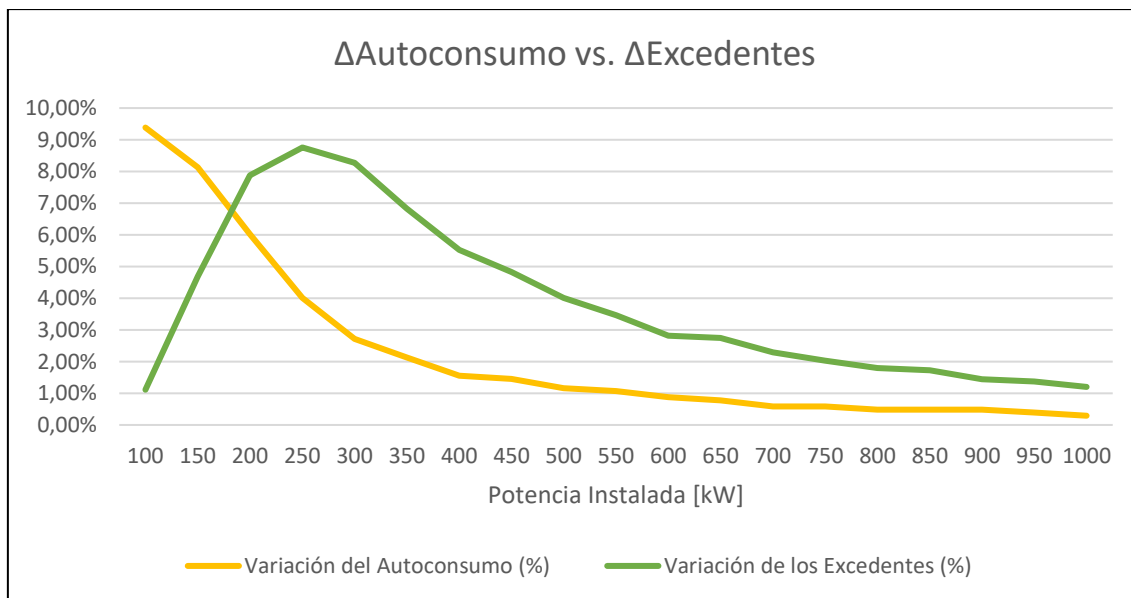


Figura 12. Variación del autoconsumo y los excedentes respecto a la potencia instalada¹⁶

¹⁵ Fuente: elaboración propia

¹⁶ Fuente: elaboración propia

Se observa un decrecimiento de carácter potencial en la variación del autoconsumo, alcanzándose una variación de tan sólo 0,3% con 1.000 kW; lo que implica que, mayor potencia instalada no necesariamente representa un mayor aprovechamiento solar directo. Esto se debe ya que, a medida que se produce más electricidad, se produce también mayor cantidad de excedentes, por tanto, la fracción de excedentes crece a costa del crecimiento de la fracción de autoconsumo.

Sin embargo, la variación de excedentes no varía de la misma forma en la que la que el autoconsumo disminuye; sino que esta aumenta rápidamente en primer lugar, alcanzando un máximo en 250 kW y, posteriormente, disminuir su crecimiento hasta un mínimo de 1,2% con 1.000 kW instalados.

Por tanto, la adición de potencia no siempre resulta beneficiosa, pues a partir de valores elevados de potencia (800 kW) la variación de autoconsumo y excedentes resultará pequeña en comparación con el aumento en los costes asociados.

En último lugar, se deberá de tener en cuenta el balance energético anual. En este caso se observará que potencia permite que éste sea cero, optimizando así el uso de la energía y no especulando con la venta de excedentes.

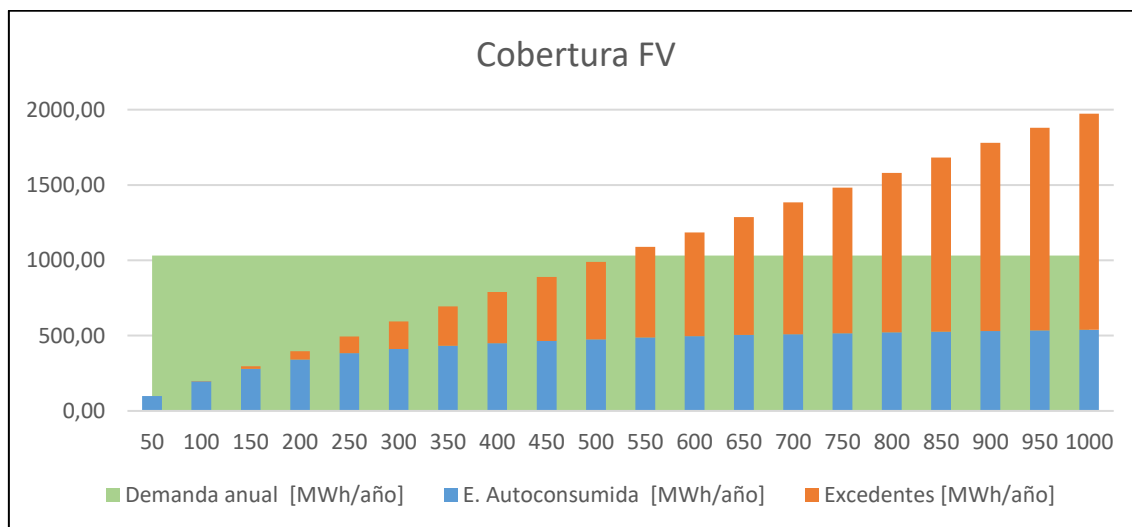


Figura 13. Balance energético anual.¹⁷

Como puede observarse en el balance energético anual, las configuraciones de 50 kW a 500 kW no son capaces de satisfacer el 100% de la demanda eléctrica anual sumando autoconsumo y excedentes. Sin embargo, en el caso de que la reglamentación permitiera compensar la totalidad de la demanda con los excedentes producidos, las configuraciones de 550 kW en adelante serían capaces de cubrir la totalidad de la demanda, e incluso existiría la posibilidad de acudir al mercado eléctrico en calidad de vendedor.

¹⁷ Fuente: elaboración propia



Por lo tanto, teniendo en cuenta tanto el Factor Solar, como las fracciones de autoconsumo y excedentes, como el balance energético anual se concluye que la potencia óptima a instalar bajo una finalidad de autoconsumo eléctrico corresponde a una configuración de 550 kW nominales.

Sin embargo, una instalación de estas dimensiones puede, o bien no resultar rentable; pues los costes asociados a la instalación de potencia y otros trámites pueden superar a los beneficios propiciados por el ahorro en energía eléctrica y la venta de excedentes como podrá verse en el apartado 6.2, o bien no resultar legalmente admisible bajo la modalidad de autoconsumo, como se mostrará en el apartado 6.3.

6.2 Según análisis económico

El segundo enfoque que se tuvo en consideración se basa en factores puramente económicos. El objetivo de este segundo análisis consiste en comparar la rentabilidad de las diferentes configuraciones de potencia. Los parámetros que mejor reflejan estas diferencias de rentabilidad son el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y el PayBack o plazo de recuperación. Sin embargo, para poder calcular estos indicativos ha de calcularse primero el Cash Flow de la instalación durante la vida útil de la instalación, estimada en 25 años.

En primer lugar, se calculan los flujos de caja para cada configuración de potencia propuesta anteriormente, con y sin excedentes. En ellos, deberán aparecer los diferentes apuntes que impliquen un movimiento de capital.

Cabe destacar que los ingresos se representan como el ahorro debido al coste de la electricidad que debería comprarse a la comercializadora a precio de 0,080895 €/kWh (cálculo del precio medio ponderado de la factura eléctrica de MotorLand Aragón en 2019) y que debido a la producción fotovoltaica no es necesario adquirir; además del ahorro derivado de la venta de excedentes a precio de 0'053 €/kWh [32], si procede.

No obstante, ha de tenerse en cuenta la degradación lineal del 0,6% de los módulos fotovoltaicos a partir del segundo año, que conlleva una disminución de la producción y, por tanto, una menor cantidad de dinero ahorrado, así como, así como otros factores tales como la inflación, representada por el Índice de Precios de Consumo (IPC), con un valor interanual medio estimado de 1,25% durante los 25 años de vida útil estudiados, lo que aumenta el valor de la electricidad producida.

En cuanto a los gastos, se estima un coste de mantenimiento del 4,2% [33] de los ingresos, así como una ratio de inversión total de 800 €/kWp y unos costes asociados a la conexión con la red eléctrica de 260€ + IVA por el estudio de conexión y un aval de 40 €/kWp en el caso de autoconsumo con excedentes. Además, se tendrá en consideración una amortización de inmovilizado constante a 25 años.

El proyecto se financiará con fondos propios y estará exento de impuestos al encontrarse en la categoría de instalaciones de energías renovables, por tanto, no habrá modificaciones en los flujos de caja debidas a impuestos o intereses.

Una vez se obtiene el Cash Flow de la instalación durante su vida útil, se procede a calcular el VAN, TIR y PayBack del proyecto para las distintas configuraciones comentadas anteriormente. Para los dos primeros indicadores se fija un coste de financiación o coste capital del 5%, mientras que para el último indicador se observa a partir de qué año el Cash Flow es mayor que cero. A modo de resumen se adjuntan las siguientes tablas, que recopilan los resultados de las distintas configuraciones con y sin excedentes; además de la evolución del VAN y TIR en las siguientes figuras. Sin embargo, esta información puede ampliarse en el *ANEXO VII: ANÁLISIS ECONÓMICO*.

- Con vertido de excedentes a red

Potencia Nominal [kW]	Inversión Inicial	VAN	TIR	PayBack
50	47.354,60 €	53.187,23 €	14,98%	6
100	94.394,60 €	106.019,50 €	14,98%	6
150	141.434,60 €	154.262,98 €	14,72%	6
200	188.474,60 €	194.930,94 €	14,26%	6
250	235.514,60 €	227.774,50 €	13,71%	6
300	282.554,60 €	256.488,49 €	13,22%	7
350	329.594,60 €	283.765,19 €	12,83%	7
400	376.634,60 €	306.274,37 €	12,43%	7
450	423.674,60 €	331.763,21 €	12,17%	7
500	470.714,60 €	354.868,30 €	11,93%	7
550	517.754,60 €	378.288,88 €	11,73%	7
600	564.794,60 €	398.344,16 €	11,51%	7
650	611.834,60 €	422.045,16 €	11,38%	8
700	658.874,60 €	442.380,87 €	11,22%	8
750	705.914,60 €	462.716,57 €	11,09%	8
800	752.954,60 €	481.369,63 €	10,95%	8
850	799.994,60 €	504.685,01 €	10,88%	8
900	847.034,60 €	524.670,16 €	10,78%	8
950	894.074,60 €	545.636,84 €	10,70%	8
1000	941.114,60 €	562.256,70 €	10,59%	8

Tabla 5. Resumen económico de diferentes configuraciones con vertido de excedentes¹⁸

¹⁸ Fuente: elaboración propia.

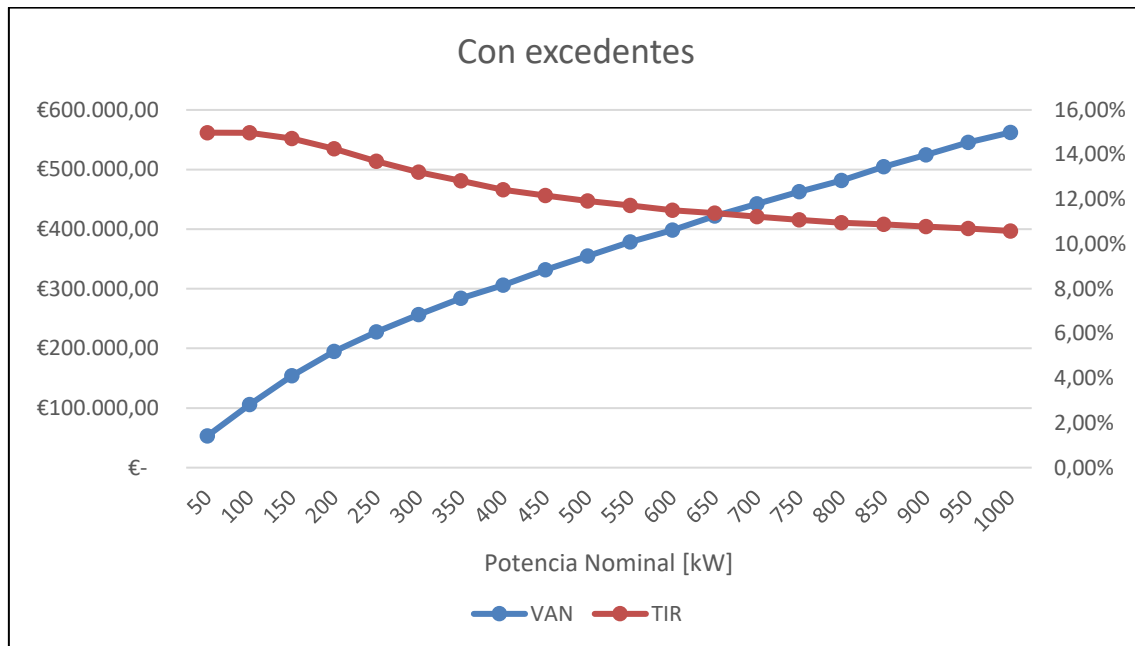


Figura 14. Evolución del VAN y TIR de la instalación con vertido de excedentes¹⁹

En este primer caso, observamos las tendencias de los parámetros VAN y TIR en el caso de la instalación con excedentes, según la potencia instalada:

- **VAN:** en cuanto al Valor Actual Neto, puede apreciarse a primera vista que siempre es positivo, por tanto, a ojos de este indicador, siempre se tratará de un proyecto rentable. No obstante, la evolución de este indicador no resulta lineal en todo el rango de potencias. A partir de 150 kW instalados se observa un punto de inflexión, donde el crecimiento cambia su comportamiento; cambiando su pendiente. Esta variación se debe a que conforme aumenta la potencia instalada, mayor es la inversión inicial. Teniendo en consideración el VAN, la mejor instalación es la de 1 MW, no obstante, este indicador no relaciona el beneficio final con la inversión inicial, motivo por el cual es de mayor interés estudiar la TIR.
- **TIR:** la Tasa Interna de Retorno es indicativa de la rentabilidad de un proyecto, por tanto, la configuración que devuelva un mayor valor de este indicador será a su vez la configuración más rentable. En la gráfica puede observarse un comportamiento decreciente, con un punto de inflexión en 200 kW (14,26%), cuyo comportamiento termina equilibrándose en 1.000 kW, con un 10,6%. Esta conducta es debida principalmente a los precios del mercado eléctrico; ya que el precio de compra a red es mayor que el de venta de excedentes como se ha comentado anteriormente. Además, el hecho de que el porcentaje de

¹⁹ Fuente: elaboración propia.

excedentes ocupe cada vez mayor parte de la producción anual de la instalación disminuye la TIR, y por tanto la rentabilidad, conforme aumenta la potencia instalada. Además, todas estas configuraciones superan el límite inferior representada por la tasa de descuento, fijada en el 5%. Por tanto, según la TIR, las configuraciones más rentables son 50 o 100 kW nominales.

- **PayBack:** otro indicativo de la rentabilidad de un proyecto es el PayBack. Este parámetro muestra en cuanto tiempo se recupera la inversión inicial de nuestro proyecto. En este caso, las configuraciones con menor PayBack, resultan en el rango [50, 250] kW (6 años), por tanto, serán las más rentables, teniendo en cuenta una rápida recuperación de la inversión inicial.

En resumen, la configuración ideal para el caso de autoconsumo con vertido de excedentes a red resulta 150 kW; teniendo en cuenta estos tres parámetros económicos y que la inversión inicial será sufragada con fondos propios de MotorLand.

- Sin vertido de excedentes a red

Potencia Nominal [kW]	Inversión Inicial	VAN	TIR	PayBack
50	44.800,00 €	55.741,83 €	15,96%	5
100	89.600,00 €	109.348,80 €	15,77%	6
150	134.400,00 €	149.841,62 €	14,92%	6
200	179.200,00 €	168.172,53 €	13,47%	6
250	224.000,00 €	165.358,15 €	11,79%	7
300	268.800,00 €	149.022,98 €	10,21%	8
350	313.600,00 €	126.588,20 €	8,87%	9
400	358.400,00 €	98.053,81 €	7,68%	10
450	403.200,00 €	68.502,82 €	6,69%	11
500	448.000,00 €	35.902,04 €	5,81%	12
550	492.800,00 €	2.284,65 €	5,05%	13
600	537.600,00 €	- 33.365,95 €	4,35%	14
650	582.400,00 €	- 70.033,14 €	3,72%	15
700	627.200,00 €	-108.733,53 €	3,13%	16
750	672.000,00 €	-147.433,93 €	2,61%	17
800	716.800,00 €	-187.150,92 €	2,11%	19
850	761.600,00 €	-226.867,92 €	1,67%	20
900	806.400,00 €	-266.584,91 €	1,26%	21
950	851.200,00 €	-307.318,51 €	0,87%	22
1000	896.000,00 €	-349.068,71 €	0,50%	23

Tabla 6. Resumen económico de diferentes configuraciones sin vertido de excedentes²⁰

²⁰ Fuente: elaboración propia.

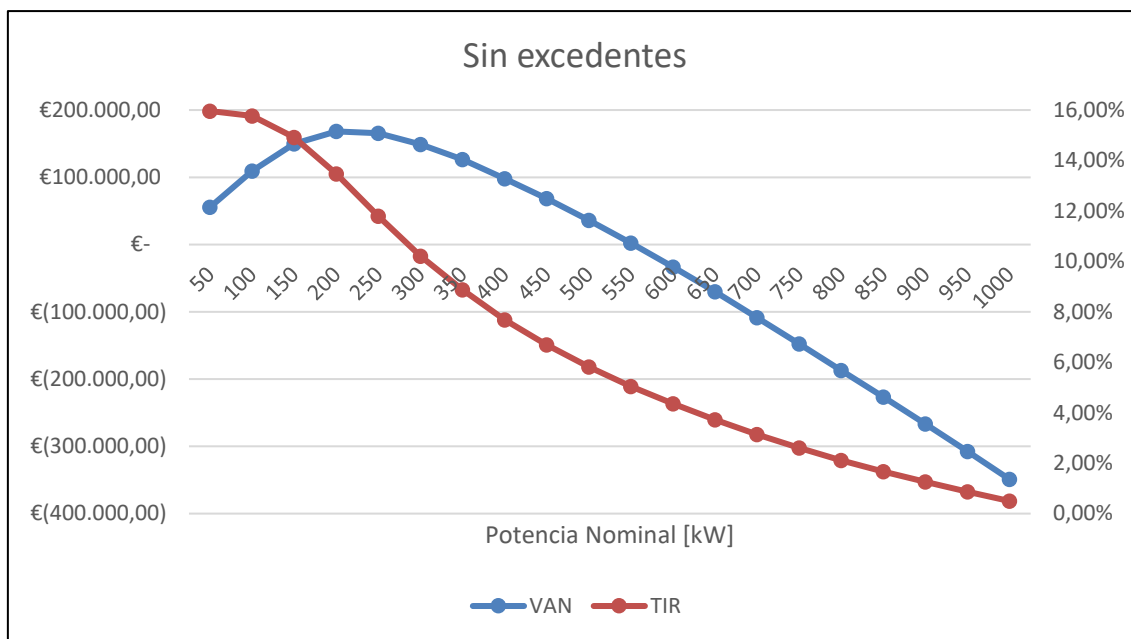


Figura 15. Evolución del VAN y TIR de la instalación sin vertido de excedentes²¹

En este segundo caso, observamos las tendencias de los parámetros VAN y TIR en el caso de la instalación sin excedentes, según la potencia instalada:

- **VAN:** en cuanto al Valor Actual Neto, se observa un rápido crecimiento hasta los 200 kW, donde alcanza su máximo y comienza a disminuir drásticamente, alcanzando cotas negativas a partir de 550 kW instalados. Esto implicaría un inmediato rechazo a los proyectos de mayor potencia nominal instalada. Por tanto, atendiendo al VAN, los proyectos que podrían ser aceptados debido al signo positivo de su valor actual neto, son los comprendidos entre 50 y 550 kW. Este comportamiento responde al reparto de la electricidad producida, ya que, de 50 a 500 kW, la fracción de autoconsumo resulta mayor que la de excedentes, resultando en cierto beneficio económico. Sin embargo, de 550 kW en adelante la fracción de excedentes es mayor, y al encontrarnos en el caso sin excedentes, se ha de incorporar un mecanismo antivertido, lo que implica tirar gran parte de la electricidad producida, y como consecuencia, perder una gran cantidad de ingresos; lo que disminuye la rentabilidad del proyecto. Por tanto, la configuración de potencia más rentable se encuentra en 200 kW nominales para este caso, y según el criterio del VAN. Sin embargo, deberemos estudiar la TIR.
- **TIR:** de forma análoga al caso comentado anteriormente nos servimos de la TIR como indicativo de la rentabilidad del proyecto. En este caso, sin vertido de excedentes, la TIR empieza a caer inmediatamente después de la configuración de 50 kW; agudizando su decrecimiento posteriormente hasta que en 300 kW pasa por un punto de inflexión, donde su decrecimiento adquiere un carácter

²¹ Fuente: elaboración propia.

parabólico. Esta evolución se debe a la pérdida de ingresos asociada a la venta de excedentes; la cual no sucede por el mecanismo antivertido. Así pues, las configuraciones económicamente rentables a ojos de la TIR deberán ser superiores a la tasa de descuento (5%) y lo mayor posible. Es por ello, que los proyectos de más de 550 kW no serán rentables bajo este parámetro; ya que su TIR es menor que la tasa de descuento mencionada con anterioridad. Por tanto, en este caso, las configuraciones que maximizan el beneficio serán 50 kW, y en menor medida, 100 kW.

- **PayBack:** de la misma forma que en el caso con excedentes, se analiza el PayBack de las distintas configuraciones. En este caso, las configuraciones con menor PayBack, resultan 50 kW (5 años), y el rango [100, 200] kW (6 años), en menor medida. Por tanto, serán las más rentables, teniendo en cuenta una rápida recuperación de la inversión inicial.

En definitiva, la configuración ideal de potencia para el caso de autoconsumo sin vertido de excedentes a red resulta 100 kW; teniendo en cuenta a estos tres parámetros económicos y que la inversión inicial será sufragada con fondos propios de MotorLand.

6.3 Configuración final

Una vez se ha analizado la configuración de potencia ideal bajo un enfoque tanto técnico como enfoque económico; se debe tener en cuenta la normativa actual y por tanto enmarcar el proyecto en la legislación correspondiente. Actualmente, la principal normativa que regulan el autoconsumo son el RDL 15/2018 y el RD 244/2019. Por tanto, todo proyecto que desee adscribirse a la modalidad de autoconsumo eléctrico deberá obedecer las normas y requisitos de estos documentos de obligado cumplimiento. En primer lugar, se describen brevemente las modalidades de autoconsumo fotovoltaico conectado a red.

- **Sin excedentes:** Son aquellas instalaciones fotovoltaicas donde mediante la fijación de un dispositivo antivertido se impide cualquier tipo de inyección de energía a la red. En este caso el consumidor es el único titular de la instalación.
- **Con excedentes y sin derecho a compensación:** Esta opción es obligatoria para instalaciones superiores a 100 kW y se puede elegir de forma voluntaria para el resto. En esta modalidad no existe compensación en la factura, sino que se vende el excedente de energía directamente en el mercado eléctrico.
- **Con excedentes con derecho a compensación:** En esta modalidad, la comercializadora, compensa por el excedente a un precio acordado previamente (0,05€/kWh más IVA de media). Se realiza aplicando un descuento en la factura por el importe equivalente al vertido realizado, nunca superior. La compensación



va ligada y se hace en función del consumo facturado. Para instalaciones inferiores a 15 kW, estas se encuentran exentas de pedir permiso de acceso y conexión.

Por tanto, y dado que el porcentaje de excedentes en las configuraciones entre 50 kW y 150 kW es demasiado bajo (0%, 1% y 5'8%; respectivamente), la opción más interesante bajo el marco normativo actual en cuanto a modalidad de autoconsumo fotovoltaico y potencia instalada resulta autoconsumo fotovoltaico sin excedentes conectado a red.

Otra ventaja de esta modalidad reside en su tramitación, ya que, facilita y reduce los costes, tanto temporales como económicos. Por ejemplo, las CC.AA. realizarán los trámites de Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo y en el registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica de oficio. Además, tampoco deberá inscribirse en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE) ni solicitar un nuevo contrato de acceso a la red (con sus costes asociados).

Se debe tener en cuenta el tipo de conexión del proyecto. Según el marco legislativo mencionado con anterioridad, cualquier instalación de producción o generación destinada a generar energía eléctrica para suministrar a uno o más consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo debe cumplir alguna de estas condiciones:

1. Estar conectadas a la red interior de los consumidores asociados o estén unidas a éstos a través de líneas directas.
2. Estar conectadas a cualquiera de las redes de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.
3. Se encuentren conectados, tanto la generación como los consumos, en baja tensión y a una distancia entre ellos inferior a 500 metros. A tal efecto se tomará la distancia entre los equipos de medida en su proyección ortogonal en planta.
4. Estén ubicados, tanto la generación como los consumos, en una misma referencia catastral según sus 14 primeros dígitos, según lo dispuesto en la disposición adicional vigésima del RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Aquellas instalaciones próximas y asociadas que cumplan la condición 1 de esta definición se denominarán instalaciones próximas en red interior. Aquellas instalaciones próximas y asociadas que cumplan las condiciones 2, 3 o 4 de esta definición se denominarán próximas a través de red. Por tanto, la instalación fotovoltaica de MotorLand se configurará como instalación próxima a través de red, ya que cumplirá previsiblemente con los requisitos 2 y 4.

Finalmente, y teniendo en cuenta tanto los factores técnicos, económicos y el marco normativo actual, la instalación se proyectará como autoconsumo fotovoltaico sin excedentes próxima a través de red, con una potencia nominal de 100 kW.

7. Localización de la instalación

7.1 Posibles emplazamientos

En primer lugar, será necesario localizar en el mapa las instalaciones de MotorLand, y con ello las posibles localizaciones físicas. MotorLand Aragón, y en concreto, el circuito de velocidad y el Paddock se encuentran en Alcañiz (Teruel), Aragón. Con coordenadas 41°04'47"N, 0°11'14"W.



Figura 16. Vistas aéreas MotorLand²²

Una vez se han definido los límites de la localización, se pueden comentar las diferentes zonas y opciones a explorar (información ampliable en el *ANEXO VIII: PLANOS*).

- **Opción 1: Paddock.**

La primera opción trata de integrar los módulos fotovoltaicos en la azotea de los edificios adyacentes al “Race Control”, que disponen de amplio espacio en la cubierta. Estos dos edificios son los conocidos como “Edificio de Boxes” y la ampliación de boxes o “Edificio de Speakers”, los cuales conforman el Paddock. Sin embargo, al buscar integrar los módulos en el edificio, se debe tener en cuenta que algunos de estos espacios tienen actualmente otro uso, como, por ejemplo, la instalación de las carpas VIP en la cubierta del Edificio de Boxes y la libre circulación de personas durante el evento MotoGP. Por tanto, ante esta problemática se presenta una solución consistente en la construcción de estructuras metálicas que permitan instalar los módulos por encima del nivel de la azotea, a una inclinación de 15º y con orientación de 41º respecto al sur; encareciendo el proyecto, pero permitiendo el tránsito de personas y la convivencia con otros usos.

²² Fuentes: Google Earth (izda). Dorna Sports (dcha.)



Con el objetivo de obtener una cifra aproximada del sobrecoste de la inversión, asociada a las estructuras metálicas se realizó una consulta externa; cuya información se recoge en el *ANEXO IX: PROPUESTAS*. Obteniendo los siguientes datos:

- El sobrecoste asociado a las estructuras asciende a un mínimo de 70.077,94 €. Este coste corresponde a la mejor combinación de estructuras posible, tanto en cuestión económica como estructural, dado que una sola estructura en el edificio de boxes, en la zona A o B, permite instalar los 280 módulos y cumplir así con los requisitos de productividad energética anteriormente planteados.
- Sin embargo, esta estructura, tendría un peso propio asociado de 22.865,99 kg. Teniendo en cuenta que el forjado de la cubierta no está diseñado, ni dimensionado para soportar las cargas de la estructura metálica necesaria, ni las cargas de presión y succión asociadas, sería necesaria la colocación de una estructura de refuerzo para dicha cubierta por unidad. Lo que encarecería en gran medida el coste de esta opción. Por tanto, plantea a priori, una gran rémora económica.
- **Opción 2: Marquesinas de aparcamiento.**

La segunda opción, explora otro camino. Busca integrar los módulos fotovoltaicos no en el edificio, sino en el conjunto, y dotarlo de valor añadido. En este caso, ese valor añadido radica en la posibilidad de arrojar sombra a los vehículos de los empleados y otros colaboradores del Paddock, mejorando las condiciones laborales y, por tanto, la moral de los empleados. Los módulos fotovoltaicos se instalarían integrados en la parte superior de unas marquesinas de estructura metálica ubicadas en el aparcamiento, con una inclinación de 7º y con una orientación de 41º respecto del sur. Estas marquesinas serán de características similares a las de otros proyectos como las que se pueden encontrar en el parque tecnológico Walqa en Cuarte (Huesca), Aragón.

Para definir el coste real de esta opción se contactó con la empresa especialista en marquesinas fotovoltaicas APLITECH ENERGY, y posteriormente, con su empresa asociada CIRCUITOR, obteniendo un pre-estudio técnico y económico de esta opción, que podrá ser evaluada y tenida en consideración en la decisión final.

El sobrecoste asociado a esta inversión asciende a 89.880€ más otros costes no incluidos tales como la instalación eléctrica o la obra civil. Todos los detalles de esta opción se encuentran en la propuesta de CIRCUITOR en el *ANEXO IX: PROPUESTAS*.

- **Opción 3: Parcela curva 1.**

La tercera alternativa busca crear una zona donde los módulos estén aislados y libres de entrar en conflicto con otros usos. En el circuito de velocidad, concretamente en la parcela anexa a la curva 1, próxima a los transformadores del edificio de oficiales los terrenos permiten amplias posibilidades de configuración (orientación, inclinación, estructuras...) y ofrece la posibilidad de una futura ampliación gracias a su gran disponibilidad de espacio.

- **Opción 4: Edificio de Oficiales.**

La cuarta y última opción, plantea la integración de los módulos fotovoltaicos en la cubierta a dos aguas del Edificio de Oficiales, orientada prácticamente a 0º respecto del sur y con una inclinación de 5º en cada alero. Sin embargo, la capacidad productiva de esta configuración se verá limitada por la disponibilidad de espacio; pues para instalar los 280 módulos proyectados la única configuración plausible sin grandes pérdidas por sombreado asociadas será con una inclinación de 0º. Lo cual reduce significativamente la productividad energética de la instalación.

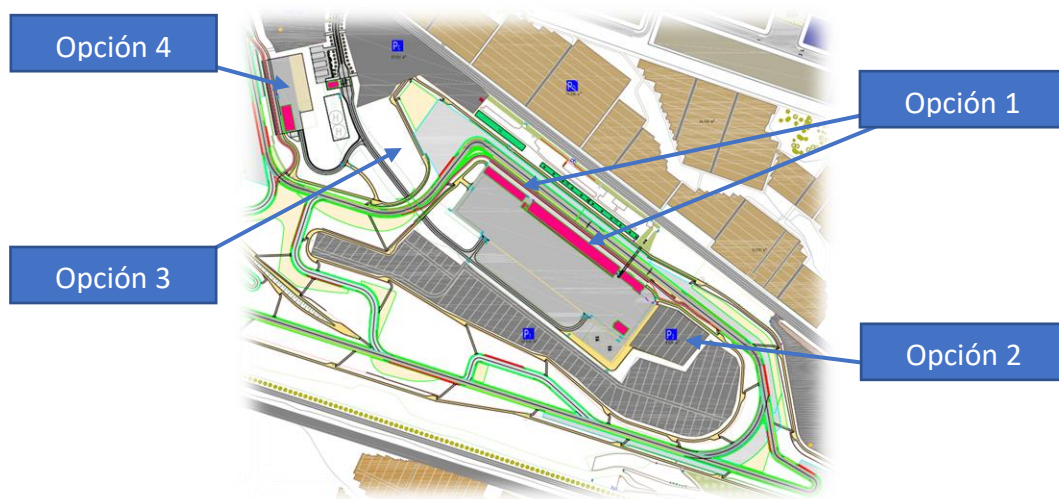


Figura 17. Paddock MotorLand. Detalle de plano nº1²³

²³ Fuente: elaboración propia.

7.2 Criterios de selección

La selección del emplazamiento final de la instalación viene condicionada por múltiples factores de diversa naturaleza que deberán ser considerados a la hora de discernir que localización es más apropiada para la consecución del proyecto. Entre esos parámetros adquieren mayor importancia los siguientes:

- Estética

La estética juega un papel fundamental especialmente cuando millones de personas visiten o vean los eventos a través de televisión. La instalación fotovoltaica debe ubicarse en un emplazamiento cuya estética juegue a favor del circuito, fácilmente reconocible y que ponga en el mapa a MotorLand como circuito concienciado con el medioambiente.

- Productividad energética

Como ya se ha comentado, según el emplazamiento la productividad energética de la instalación varía, pues una configuración cuyo ángulo sea más cercano al óptimo (36° en Alcañiz), gozará de mayor producción, debido a la recepción de mayor irradiancia efectiva procedente del sol. La orientación también varía la producción, pues una angulación mayor que 0° respecto al sur, implica una disminución de la irradiancia, y, por tanto, menor producción.

Si bien es verdad que, a mayor irradiancia, mayor temperatura de la célula y mayores pérdidas por temperatura, éstas no impiden la colocación de los módulos a una inclinación óptima; pues el Performance Ratio, o factor de rendimiento global, acaba siendo mayor.

Para ilustrar estos fenómenos se realizaron varias simulaciones, con la misma configuración de potencia, tecnología de módulos e inversores, donde los únicos parámetros fueron la inclinación y la orientación (Azimut).

<i>Inclinación</i>	<i>Azimut.</i>	<i>Irradiancia efectiva [kWh/m2]</i>	<i>Producción anual [MWh/año]</i>	<i>Producción específica [kWh/kWp/año]</i>	<i>Performance Ratio (%)</i>
0°	-	1.688	166,2	1.484	85,44%
15°	41°	1.855	181,4	1.855	85,48%
36°	0°	2.030	197,9	2.030	85,61%
36°	41°	1.930	187,6	1.675	85,36%

Tabla 7. Diferencia de productividad entre distintas configuraciones.²⁴

²⁴ Fuente: elaboración propia.

Estas restricciones se basan fundamentalmente en la adaptación a la cubierta o el suelo en el que se sustentan, la falta de espacio o la incompatibilidad con otros usos de este.

- Compatibilidad con otros usos

Uno de los problemas a tener en cuenta en la ubicación de la instalación fotovoltaica en MotorLand Aragón nace del uso compartido de ciertas posibles zonas. Tanto en la opción 2 que precisa de marquesinas, como en las opciones 3 y 4 que no requieren más estructura que la de fijación a terreno no existe incompatibilidad de uso. Sin embargo, en la opción 1, tanto en el edificio de boxes como en el edificio de speakers existe un uso previo; bien sea como lugar de tránsito, o como espacio donde se sitúan las carpas de la “VIP Village” durante el evento MotoGP. Para estos problemas, se han propuesto soluciones que acarreen un aumento en la inversión inicial en el caso de elegir esa ubicación.



Figura 18. Vista aérea del Paddock durante MotoGP.²⁵

- Rentabilidad económica

La rentabilidad económica es sin duda uno de los factores más importantes en cualquier proyecto empresarial. Por ello, se deberá tener en cuenta qué emplazamiento resulta más beneficioso para los intereses económicos de MotorLand. Partiendo de la base del análisis económico del apartado 6.2 y con los sobrecostos añadidos por los diferentes emplazamientos se evaluará cual es la elección más rentable.

²⁵ Fuente: Dorna Sports

7.3 Selección de alternativa

Teniendo en cuenta la relevancia de los criterios cualitativos mencionados (estética, compatibilidad de usos) y los criterios cuantitativos (energéticos y económicos) analizados en los apartados anteriores, se deberá tomar una decisión, priorizando aquellos criterios que se consideren más importantes. Como estos criterios no son comparables *a priori*, se procede a realizar un análisis de decisión multicriterio (AHP por sus siglas en inglés) que permite analizar correctamente los escenarios, asignando a cada parámetro una importancia relativa para, posteriormente, evaluar las opciones. El procedimiento completo se adjunta en el **ANEXO X: ANÁLISIS AHP**, en él se recogen los cálculos del peso ponderado de los criterios seleccionados.

	Estética	Rentabilidad económica	Productividad energética	Compatibilidad con otros usos	TOTAL
Opción 1 (Paddock)	0,26	0,08	0,23	0,08	0,14
Opción 2 (Aparcamientos)	0,26	0,17	0,23	0,08	0,17
Opción 3 (Parcela curva 1)	0,21	0,42	0,38	0,42	0,38
Opción 4 (Edificio de Oficiales)	0,26	0,33	0,15	0,42	0,30
VECTOR PROMEDIO GLOBAL	0,12	0,39	0,25	0,24	

Tabla 8. Alternativas según análisis AHP²⁶

Como puede observarse, y según los criterios mencionados con anterioridad, y representados en el análisis AHP, se concluye que el emplazamiento idóneo para la instalación del campo de captación fotovoltaico es el representado en la opción 3; con un valor de **0'38**. Esta opción se plantea como la ideal, debido principalmente a su gran productividad energética propiciada por sus 36º de inclinación y su orientación 0º sur. Además, su gran compatibilidad de usos, su gran rentabilidad económica y su capacidad para convertirse en un emblema estético de MotorLand convierte este emplazamiento en el más indicado. A todo lo mencionado anteriormente, se ha de añadir la disponibilidad de espacio para una posible ampliación en un futuro, y la proximidad al centro de transformación: característica que disminuye el coste de la obra, y, por tanto, la inversión inicial. **Como conclusión, se recomienda realizar el proyecto en la parcela anexa a la curva 1, maximizando la producción y el beneficio económico.**

²⁶ Fuente: elaboración propia.

8. Reducción de la Huella de Carbono de MotorLand Aragón

Una vez se han perfilado las características del proyecto, se determinará el impacto que la instalación fotovoltaica supondrá en la Huella de Carbono de MotorLand Aragón. Basándonos en el trabajo previo de investigación de María Garín Úbeda [34], consistente en el cálculo y posterior registro de la Huella de Carbono de MotorLand Aragón según las directrices del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), se podrá comparar y observar la reducción de emisiones de CO₂ debido a la introducción del autoconsumo en el complejo de MotorLand. Este registro, contempla un alcance de categoría 1+2, es decir, emisiones directas producidas por la quema de combustibles por parte del emisor (1) y emisiones indirectas generadas por la electricidad consumida y comprada por el emisor (2); respectivamente.

En primer lugar, se presentará un breve resumen de la situación de la Huella de Carbono de MotorLand Aragón previa a la implantación del proyecto de instalación solar fotovoltaica en modalidad de autoconsumo eléctrico:

ALCANCE 1			
Combustible	Litros	Factor emisión (kg CO ₂ /L)	kg CO ₂
Gasolina	4.055	2,157	8.746,64
Gasóleo A	22.982	2,493	57.294,13
Gasóleo B	14.045	2,708	38.033,86
Combustible	kWh	Factor emisión (kg CO ₂ /kWh)	kg CO ₂
Gas Natural	232.139	0,183	42.481,35

ALCANCE 2	kWh	Factor emisión (kg CO ₂ /kWh)	kg CO ₂
Consumo eléctrico	1.080.656	0,38	410.649,28

ALCANCE 1 (t CO ₂)	146,56
ALCANCE 2 (t CO ₂)	410,65
ALCANCE 1+2 (t CO ₂)	557,21

Tabla 9. Huella de carbono de MotorLand Aragón. Alcance 1+2. ²⁷

²⁷ Fuente: Análisis de los impactos medioambientales de un circuito de velocidad. Caso de estudio de MotorLand Aragón. *María Garín Úbeda*.



Después de caracterizarse la situación actual, se procederá al cálculo de la reducción en las emisiones de CO₂ gracias al autoconsumo eléctrico. Este cálculo se realizará siguiendo las directrices del MITECO y del IDAE para el cálculo de emisiones equivalentes de CO₂ respetando los factores de conversión de energía primaria. En este caso particular, se calculará el ahorro de emisiones anual como el producto de la energía autoconsumida anual (195,7 MWh/año) y el factor de conversión del mix eléctrico proporcionado por el MITECO que expresa las emisiones asociadas al método de generación de la electricidad por la compañía contratada; en nuestro caso, Endesa Energía S.A. con valor de 0,38 kg CO₂ eq. /kWh [35].

$$\text{Ahorro de Emisiones} \left(\frac{\text{kg CO}_2}{\text{año}} \right) = E. \text{Autoconsumida} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right) \times \text{Factor Mix eléctrico} \left(\frac{\text{kg CO}_2}{\text{kWh}} \right)$$

Por tanto, la reducción de la Huella de Carbono de MotorLand es la siguiente:

$$\text{Ahorro de Emisiones: } 74,366 \text{ t CO}_2 \text{ eq/año}$$

Esta disminución de emisiones representa una reducción potencial de emisiones del 13,35% respecto a la situación previa registrada en el MITECO.

Por tanto, gracias a la instalación fotovoltaica de autoconsumo eléctrico, se reduce la huella de carbono; cuestión que ocupa un objetivo principal y específico de este estudio. A su vez, se encuentra ligado al Plan de Reducción de la Huella de Carbono de MotorLand Aragón, redactado en 2020, en el que se instaba a realizar como primera medida un proyecto de instalación fotovoltaica de autoconsumo en 2021; entre otras medidas de reducción de la Huella de Carbono. Este documento puede consultarse en el ANEXO XI: INICIATIVAS DE DESARROLLO SOSTENIBLE EN MOTORLAND ARAGÓN.



9. Conclusiones

Una vez terminado el estudio de viabilidad, es posible y necesario hacer un esfuerzo de síntesis; del que se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- **El perfil de demanda eléctrica de MotorLand Aragón es esencialmente diurno, por tanto, la tecnología solar fotovoltaica en modalidad de autoconsumo eléctrico es la opción que mejor se ajusta.**
- **Aunque una inclinación y orientación óptimas (en este caso 36º y 0º S) favorecen el pico máximo de producción, la configuración no siempre debe estar orientada hacia esos valores.** Pues pueden existir restricciones de espacio, sombreados, o bien puede ser más importante evitar la producción de excedentes. En este último caso una estructura del tipo este-oeste con inclinación entre 20 y 25º podría suponer una mejora en el autoconsumo que lograría un mejor ajuste de las curvas de demanda y generación en detrimento del pico de producción.
- **El coste asociado a la integración en edificios de los módulos fotovoltaicos sin perjuicio de otros usos supone un gran sobre coste en el desembolso inicial.** Bien sea en forma de marquesinas de aparcamiento, o de estructura en cubiertas transitables. Estas opciones suponen una drástica disminución de la rentabilidad del proyecto pues aumentan considerablemente la ratio €/Wp.
- **La instalación fotovoltaica contribuye favorablemente con la disminución de la Huella de Carbono del complejo.**
- **La implantación del autoconsumo eléctrico a través de instalaciones fotovoltaicas es una opción altamente competitiva;** pues resultan intrínsecamente rentables si son correctamente dimensionadas.
- **La legislación actual respecto a las energías renovables, en concreto al autoconsumo eléctrico, todavía tiene mucho margen de mejora.** La normativa actual todavía pone trabas tanto económicas: tasas de acceso, bajo precio de compra de excedentes; como burocráticas: trámites engorrosos con largos intervalos de aplicación, así como limitaciones de potencia nominal.

En última instancia, las instalaciones fotovoltaicas en modalidad de autoconsumo eléctrico han llegado para quedarse, tanto a nivel individual como empresarial. Han demostrado ser una inversión segura, sostenible y necesaria. Manifestando a su vez la importancia de esta y otras energías renovables en el mix energético del futuro.



10. Bibliografía

- [1] Gobierno de Aragón, «El cambio climático. Gobierno de Aragón». <https://www.aragon.es/-/el-cambio-climatico> (accedido may 13, 2021).
- [2] @NatGeoES, «El aumento del nivel del mar», *National Geographic*, mar. 26, 2010. <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/el-aumento-del-nivel-del-mar> (accedido may 13, 2021).
- [3] Greenpeace, «Cambio climático», *Greenpeace España*. <https://es.greenpeace.org/es/trabajamos-en/cambio-climatico/> (accedido mar. 22, 2021).
- [4] F. Ballester, J. Díaz, y J. M. Moreno, «Cambio climático y salud pública: escenarios después de la entrada en vigor del Protocolo de Kioto», *ELSEVIER*, vol. 20, pp. 160-174, 2006, doi: <https://doi.org/10.1157/13086040>.
- [5] J. A. Valtueña, «Cambio climático», *Offarm. ELSEVIER*, vol. 23, n.º 10, pp. 64-67, 2004.
- [6] «¿Qué es la huella de carbono y por qué es vital reducirla para frenar el cambio climático?», *Iberdrola*. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/huella-de-carbono> (accedido mar. 22, 2021).
- [7] J. Twidell y T. Weir, *Renewable Energy Resources*. Routledge, 2015.
- [8] IPCC, «Cambio Climático. Informe de Síntesis», 2014. Accedido: may 13, 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full_es.pdf
- [9] Comisión Europea, «A fondo: las energías renovables en Europa», *Comisión Europea - European Commission*. https://ec.europa.eu/info/news/focus-renewable-energy-europe-2020-mar-18_es (accedido mar. 22, 2021).
- [10] EurObserv'ER, «19th annual overview barometer», *EurObserv'ER*, jul. 01, 2020. <https://www.eurobserv-er.org/19th-annual-overview-barometer/> (accedido mar. 22, 2021).
- [11] Eurostat, «Share of renewable energy in gross final energy consumption». https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/t2020_rd330/default/table?lang=en (accedido may 14, 2021).
- [12] A. Mikhaylov, «Geothermal Energy Development in Iceland», *International Journal of Energy Economics and Policy*, vol. 10, n.º 4, pp. 31-35, 2020.
- [13] M. Grabbe, E. Lalander, S. Lundin, y M. Leijon, «A review of the tidal current energy resource in Norway», *ELSEVIER*, vol. 13, n.º 8, pp. 1898-1909, 2009, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.01.026>.
- [14] B. Holst Jørgensen y H. Holttinen, «IEA Wind TCP Annual Report 2019». <https://www.epaper.dk/steppaper/iea2/iea-wind-a-rsrapport-2019/> (accedido may 11, 2021).
- [15] Y. Wang, «Renewable electricity in Sweden: an analysis of policy and regulations», *ELSEVIER*, vol. 34, n.º 10, pp. 1209-1220, 2006, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.10.018>.
- [16] F. Al-Mansour y J. Zuwala, «An evaluation of biomass co-firing in Europe», *ELSEVIER*, vol. 34, n.º 5, pp. 620-629, 2010, doi: <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2010.01.004>.
- [17] Danish Energy Agency, «Energía en Dinamarca - Una transición verde». http://www.conama.org/conama/download/files/conama2016/STs%202016/1998972965_ppt_MLarsen.pdf



- [18] EurObserv'ER, «Photovoltaic barometer 2020», *EurObserv'ER*, abr. 30, 2020.
<https://www.eurobserv-er.org/photovoltaic-barometer-2020/> (accedido mar. 22, 2021).
- [19] Red Eléctrica de España, «REData - Generación». <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-renovables> (accedido may 12, 2021).
- [20] C. Candelise y N. Marigo, «What is behind the recent dramatic reductions in photovoltaic prices? The role of China», *ResearchGate*, vol. 40, pp. 5-41, 2013, doi: 10.3280/POLI2013-003001.
- [21] M. Kamran *et al.*, «Solar Photovoltaic Grid Parity: A Review of Issues and Challenges and Status of Different PV Markets», *International Journal of Engineering Science Invention (IJESI)*, vol. 9, pp. 244-260, 2019.
- [22] U.S. Energy Information Administration, «Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021», p. 25, 2021.
- [23] M. Taylor, «The Power to Change. Cost Reduction Potentials for Solar and Wind to 2025.», *International Renewable Energy Agency (IRNENA)*, p. 20.
- [24] Red Eléctrica de España, «REData - Balance». <https://www.ree.es/es/datos/balance> (accedido may 07, 2021).
- [25] A. Girard, E. J. Gago, J. Ordoñez, y T. Muneer, «Spain's energy outlook: A review of PV potential and energy export», *ELSEVIER*, vol. 86, pp. 703-715, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.08.074>.
- [26] «BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado». <https://www.boe.es/> (accedido mar. 22, 2021).
- [27] «El sector fotovoltaico en España», *Unión Fotovoltaica Española (UNEF)*, oct. 04, 2019.
<https://unef.es/el-sector-fotovoltaico-en-espana/> (accedido abr. 19, 2021).
- [28] Gobierno de Aragón, «Energía fotovoltaica y otras tecnologías no eólicas en Aragón. Gobierno de Aragón». <https://www.aragon.es/-/energia-fotovoltaica-en-aragon> (accedido mar. 22, 2021).
- [29] N. Umar, B. Bora, y C. Banerjee, «Comparison of different PV power simulation softwares: case study on performance analysis of 1 MW grid-connected PV solar power plant», *International Journal of Engineering Science Invention (IJESI)*, vol. 7, n.º 7, 2018, [En línea]. Disponible en: www.ijesi.org
- [30] D. Sharma, «Review and analysis of solar photovoltaic softwares», *International Journal of Engineering Science Invention (IJESI)*, vol. 4, pp. 725-731, 2014.
- [31] B. Bruno, K. Kiefer, y C. Kost, «Photovoltaics Report», Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), sep. 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- [32] ESIOs, «Mercados y precios». <https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios> (accedido abr. 22, 2021).
- [33] Alromar, «Mantenimiento Fovotvoltaica». <http://www.alromar-energia.es/blog/tag/mantenimiento-fovotvoltaica/> (accedido abr. 22, 2021).
- [34] M. Garín Úbeda, A. Ortego Bielsa, y J. J. Alba López, «Análisis de los impactos medioambientales de un circuito de velocidad. Caso de estudio de MotorLand Aragón», 2021.
- [35] «Factores de Emisión. Registro de Huella de Carbono, compensación y proyectos de dióxido de carbono.» Accedido: may 07, 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/ca/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factores_emision_tcm34-446710.pdf
- [36] «Efecto fotoeléctrico», *Khan Academy*. <https://es.khanacademy.org/science/ap-chemistry/electronic-structure-of-atoms-ap/bohr-model-hydrogen-ap/a/photoelectric-effect> (accedido mar. 22, 2021).



- [37] «Física/Física moderna/Efecto fotoeléctrico - Wikilibros».
https://es.wikibooks.org/wiki/F%C3%ADsica/F%C3%ADsica_moderna/Efecto_fotoel%C3%A9ctrico (accedido mar. 22, 2021).
- [38] A. A. Bayod Rujula, *Sistemas fotovoltaicos*, 2009.^a ed. ZARAGOZA: Prensas de la Universidad de Zaragoza.
- [39] A. Aranda Usón y A. Ortego Bielsa, *Integración de energías renovables en edificios*, 2011.^a ed. ZARAGOZA: Prensas de la Universidad de Zaragoza.
- [40] Illuminet, «Hablemos de módulos fotovoltaicos (tercera parte)», nov. 07, 2017.
<https://www.iluminet.com/modulos-fotovoltaicos-hoja-datos-solar/> (accedido mar. 22, 2021).
- [41] Atersa, «Aplicaciones de la Energía Solar Fovoltaica».
<https://www.atersa.es/es/conocenos/aplicaciones-energia-solar-fotovoltaica/> (accedido mar. 22, 2021).
- [42] «Energía en España», *Wikipedia, la enciclopedia libre*. feb. 22, 2021. Accedido: mar. 22, 2021. [En línea]. Disponible en:
https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Energ%C3%ADa_en_Espa%C3%B1a&oldid=133428668
- [43] «Fotovoltaica - La larga, tortuosa y absurda historia del impuesto al Sol», *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*. <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/historia-del-impuesto-al-sol-20181005> (accedido mar. 22, 2021).
- [44] Red Eléctrica de España, «Demanda y producción en tiempo real».
<https://www.ree.es/es/actividades/demanda-y-produccion-en-tiempo-real> (accedido mar. 22, 2021).
- [45] «El 46,7% de la generación de energía eléctrica de España en octubre fue de origen renovable», *PV Magazine España*, nov. 03, 2020. <https://www.pv-magazine.es/2020/11/03/el-467-de-la-generacion-de-energia-electrica-de-espana-en-octubre-fue-de-origen-renovable/> (accedido mar. 22, 2021).
- [46] «Sólo diez países de la UE están en condiciones de cumplir sus metas climáticas para el 2030», *La Vanguardia*, nov. 29, 2019. <https://www.lavanguardia.com/natural/cambio-climatico/20191129/471935807382/metas-climaticas-ue-agencia-europea-cumbre-clima-madrid.html> (accedido mar. 22, 2021).
- [47] Comisión Europea, «Paquete de medidas sobre clima y energía hasta 2020», *Acción por el Clima - European Commission*, nov. 23, 2016.
https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_es (accedido mar. 22, 2021).
- [48] «PVsyst», *PVsyst*. <https://www.pvsyst.com/> (accedido may 03, 2021).

ANEXOS

ANEXO I: ESTADO DEL ARTE

ANEXO II: DEFINICIONES

ANEXO III: INSTALACIONES DE MOTORLAND ARAGÓN

ANEXO IV: DATOS DE CONSUMO ELÉCTRICO

ANEXO V: FICHAS TÉCNICAS

ANEXO VI: SIMULACIONES

ANEXO VII: ANÁLISIS ECONÓMICO

ANEXO VIII: PLANOS

ANEXO IX: PROPUESTAS

ANEXO X: ANÁLISIS AHP

ANEXO XI: INICIATIVAS DE DESARROLLO SOSTENIBLE EN MOTORLAND ARAGÓN.